Office national de l'énergie

National Energy Board

Le secteur de **l'électricité** au Canada

Exportations *et* **i**mportations

Évaluation du marché de l'énergie • janvier 2003

103-05100/

Office national de l'énergie

National Energy Board

Le secteur de **l'électricité** au Canada

Exportations *et* **i**mportations

Évaluation du marché de l'énergie • janvier 2003

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2003

N° de cat. NE23-106/2003F
ISBN 0-662-88302-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~111~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2003

Cat. No. NE23-106/2003E
ISBN 0-662-33417-5

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~111~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Liste des tableaux iii

Liste des figures iii

Liste des abréviations iv

Unités d'énergie v

Avant-propos vi

Résumé vii

Chapitre 1 : Introduction 1
- 1.1 Rôle de l'Office national de l'énergie concernant la réglementation de l'électricité 1
- 1.2 Restructuration de l'industrie de l'électricité 2
  - 1.2.1 Définition de la restructuration 3
  - 1.2.2 État de la restructuration au Canada 4
  - 1.2.3 Restructuration des marchés de l'électricité aux États-Unis 4

Chapitre 2 : Exportations et importations d'électricité - Perspectives nationales 8
- 2.1 Transport de l'électricité 9
- 2.2 Exportations et importations d'électricité 9
- 2.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 12

Chapitre 3 : Analyses provinciales des exportations et importations 14
- 3.1 Colombie-Britannique 14
  - 3.1.1 Interconnexion des réseaux de transport 14
  - 3.1.2 Exportations et importations 15
  - 3.1.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 16
  - 3.1.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province 17
  - 3.1.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures 18
- 3.2 Territoire du Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut 19

3.3 Alberta 19
3.3.1 Interconnexion des réseaux de transport 19
3.3.2 Exportations et importations 20
3.3.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 21
3.3.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province 22
3.3.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures 24
3.4 Saskatchewan 24
3.4.1 Interconnexion des réseaux de transport 25
3.4.2 Exportations et importations 25
3.4.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 26
3.4.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province 27
3.4.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures 28
3.5 Manitoba 28
3.5.1 Interconnexion des réseaux de transport 28
3.5.2 Exportations et importations 29
3.5.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 31
3.5.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province 31
3.5.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures 31
3.6 Ontario 32
3.6.1 Interconnexion des réseaux de transport 32
3.6.2 Exportations et importations 33
3.6.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 34
3.6.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province 35
3.6.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures 36
3.7 Québec 37
3.7.1 Interconnexion des réseaux de transport 37
3.7.2 Exportations et importations d'électricité 38
3.7.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 39
3.7.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province 40
3.7.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures 41
3.8 Nouveau-Brunswick 41
3.8.1 Interconnexion des réseaux de transport 41
3.8.2 Exportations et importations 42
3.8.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation 43
3.8.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province 44
3.8.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures 44
3.9 Île-du-Prince-Édouard 45
3.10 Nouvelle-Écosse 46
3. 11 Terre-Neuve et Labrador 46

Chapitre 4 : Observations 48

Glossaire 52

TABLEAU

1.1 État de la restructuration du secteur de l'électricité au Canada 5

FIGURES

1.1 Marchés de l'électricité et OTR éventuelles (carte) 7

2.1 Exportations d'électricité canadiennes exprimées en pourcentage de la quantité produite - Moyenne* pour la période 1997-2001 9
2.2 Principales lignes d'interconnexion (carte) 10
2.3 Exportations et importations d'électricité canadiennes (1990-2002) 10
2.4 Exportations d'électricité canadiennes par province (1990-2002) 11
2.5 Prix canadiens à l'exportation et à l'importation (1990-2002) 12
2.6 Électricité au Canada - Revenus d'exportation et coûts d'importation (1990-2002) 13

3.1.1 Exportations et importations de la Colombie-Britannique (1990-2002) 15
3.1.2 Prix à l'importation et à l'exportation en Colombie-Britannique c. prix Mid-C et COB (1990-2002) 16
3.1.3 Coût des importations et revenus d'exportation en Colombie-Britannique (1990-2002) 17
3.3.1 Exportations et importations de l'Alberta (1990-2002) 20
3.3.2 Prix à l'importation et à l'exportation en Alberta c. prix Mid-C (1990-2002) 21
3.3.3 Coût des importations et revenus d'exportation en Alberta (1990-2002) 22
3.3.4 Prix à l'importation et à l'exportation en Alberta c. prix Power Pool of Alberta (1990-2002) 23
3.4.1 Exportations et importations de la Saskatchewan (1990-2002) 26
3.4.2 Prix à l'importation et à l'exportation en Saskatchewan c. prix MAPP North* (1990-2002) 27
3.4.3 Coût des importations et revenus d'exportation en Saskatchewan (1990-2002) 27
3.5.1 Exportations et importations du Manitoba (1990-2002) 29
3.5.2 Prix à l'importation et à l'exportation au Manitoba c. prix MAPP North* (1990-2002) 30
3.5.3 Coût des importations et revenus d'exportation au Manitoba (1990-2002) 32
3.6.1 Exportations et importations de l'Ontario (1990-2002) 34
3.6.2 Prix à l'importation et à l'exportation en Ontario c. prix Nord-Est des É.-U. et SIGMÉ (1990-2002) 35
3.6.3 Coût des importations et revenus d'exportation en Ontario (1990-2002) 36
3.7.1 Exportations et importations du Québec (1990-2002) 38
3.7.2 Prix à l'importation et à l'exportation du Québec c. prix Nord-Est des É.-U. (1990-2002) 39
3.7.3 Coût des importations et revenus d'exportation au Québec (1990-2002) 40
3.8.1 Exportations et importations du Nouveau-Brunswick (1990-2002) 43
3.8.2 Prix à l'importation et à l'exportation au Nouveau-Brunswick c. prix Nord-Est des É.-U. (1990-2002) 44
3.8.3 Coût des importations et revenus d'exportation au Nouveau-Brunswick (1990-2002) 45

ABRÉVIATIONS

BC Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BCUC	British Columbia Utilities Commission
BPA	Bonneville Power Administration
CCHT	Courant continu à haute tension
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CNM	Conception normalisée du marché (FERC)
COB	Carrefour commercial California-Oregon Border
ECTO	East Coast Transmission Organization
Énergie NB	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
GC	Gouverneur en conseil
Loi sur l'ONÉ	Loi sur l'Office national de l'énergie
MAPP	Mid-Continent Area Power Pool
Mid-C	Carrefour commercial Mid-Columbia situé dans le Centre-Est de l'État de Washington
MISO	Midwest Independent Transmission System Operator, Inc.
NEPOOL	New England Power Pool
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NSPI	Nova Scotia Power Incorporated
ONÉ	Office national de l'énergie
OPG	Ontario Power Generation Inc.
OTR	Organisation de transport régionale
PÉI	Producteur d'électricité indépendant
PIRA	Petroleum Industry Research Associates
PJM	Pennsylvania/New Jersey/Maryland Interconnexion
SIGMÉ	Société indépendante de gestion du marché de l'électricité
TVA	Tennessee Valley Authority

Unités d'énergie

Préfixes		*Équivalents*
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	téra	10^{12}
P	péta	10^{15}
E	exa	10^{18}

Unités de mesure de l'électricité

kW	kilowatt	= 10^3 watts
MW	mégawatt	= 10^6 watts
GW	gigawatt	= 10^9 watts
TW	térawatt	= 10^{12} watts

Unités de mesure de l'électricité

		Contenu en énergie
kWh	kilowattheure	3,6 MJ
MWh	mégawattheure	3,6 GJ
GWh	gigawattheure	3,6 TJ
TWh	terawattheure	3,6 PJ

Remarque : Un kilowattheure correspond à la quantité d'énergie nécessaire pour tenir allumées dix ampoules de 100 watts durant une heure.

Conversion du système métrique au système impérial

1,0546 GJ	= 1 million d'unités thermiques britanniques (Btu)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a produit cette Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) dans le cadre de son mandat de réglementation, dont un des aspects concerne la surveillance des marchés énergétiques canadiens. La première ÉMÉ de l'Office sur l'électricité, intitulée Le secteur de l'électricité au Canada - Tendances et enjeux, a été publiée en mai 2001. Elle présentait un aperçu de la restructuration de cette industrie et passait en revue la situation des marchés de l'électricité dans les différentes provinces du Canada, en traitant notamment de la demande et de la production; du commerce international et interprovincial; de l'évolution de la réglementation (y compris les initiatives de restructuration); et des prix de l'électricité.

La présente ÉMÉ examine les tendances récentes des exportations et importations canadiennes, et s'attarde aux revenus et aux prix, dans le contexte des grands changements qui ont marqué les marchés de l'électricité au Canada et aux États-Unis au cours des dix dernières années. Sont examinés en outre certains enjeux du commerce de l'électricité et de ses répercussions sur les consommateurs et l'industrie de l'électricité. Dans le présent document, les termes « exportation » et « importation » se limitent aux transferts internationaux d'électricité, étant donné que les exportations et importations des provinces pourraient inclure les transferts interprovinciaux.

L'ONÉ a décidé de publier cette ÉMÉ en raison des demandes en nombre croissant qui lui ont été présentées récemment concernant les exportations d'électricité et la construction de lignes de transport internationales. En outre, des changements importants, tels que l'accès aux marchés de l'électricité en Alberta et en Ontario et la mise sur pied d'organisations de transport régionales (OTR) aux États-Unis, pourraient influer sur les perspectives du commerce de l'électricité au Canada. Ce rapport vise à sensibiliser le public aux nouveaux développements dans le secteur de l'électricité au Canada. D'autres évaluations suivront annuellement au sujet des exportations et importations d'électricité et de questions connexes.

Le premier chapitre présente une vue d'ensemble de la réglementation fédérale canadienne à laquelle les exportations sont assujetties ainsi qu'une brève description des activités de restructuration du secteur de l'électricité au Canada et aux États-Unis. Les exportations et les importations sont traitées selon une perspective nationale au chapitre deux. Une analyse par province vient ensuite au chapitre trois et porte notamment sur les interconnexions internationales, les tendances des exportations et des importations, les prix de l'électricité à l'exportation et à l'importation ainsi que leurs incidences sur les prix à la consommation sur le marché intérieur et enfin, les facteurs qui auront des conséquences sur les activités commerciales futures. Le chapitre quatre contient des observations générales.

L'analyse est fondée pour l'essentiel sur les données soumises à l'ONÉ par les sociétés exportatrices d'électricité, auxquelles se sont greffées des renseignements recueillis auprès de représentants des groupes intéressés, soit les exportateurs, les producteurs, les consommateurs et les associations de défense de l'intérêt public. L'Office est reconnaissant des renseignements et commentaires qui lui ont été communiqués.

RÉSUMÉ

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou l'Office) a entrepris la présente évaluation du marché de l'énergie dans le cadre de son mandat de réglementation relatif à la surveillance des marchés énergétiques au Canada. Notre rapport porte principalement sur les tendances récentes dans les marchés d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que sur la tarification et les revenus y afférents, dans le contexte des événements importants qui sont survenus au Canada et aux États-Unis (É.-U.) ces dix dernières années. Il renferme également un aperçu des enjeux du commerce de l'électricité et de ses répercussions sur les consommateurs et sur l'industrie en général.

Les lecteurs sont priés de noter que par exportation et importation, on entend les transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

Importations et exportations d'électricité

Le Canada a traditionnellement été un exportateur d'électricité vers les É.-U. Les exportations varient énormément d'une province à l'autre, mais, à l'échelle nationale, elles ont généralement représenté de 7 à 9 % de la production totale. Ces dernières années, les exportations provenant du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, qui produisent leur électricité principalement à partir de ressources hydrauliques, ont représenté de 80 à 85 % des exportations canadiennes.

Les exportations d'électricité ont augmenté au début des années 1990, en raison principalement des surplus d'électricité produits au Manitoba, en Ontario et au Québec. La restructuration des marchés de l'électricité, surtout en ce qui a trait à l'émergence de producteurs indépendants et à l'accès amélioré aux réseaux de transport, a suscité des occasions de commerce plus nombreuses, mais non la hausse des exportations. Tout compte fait, les exportations ont reculé au cours des cinq dernières années par suite du gonflement de la demande intérieure qui n'a pas été accompagnée d'une augmentation correspondante de la capacité de production.

Les importations d'électricité ont progressé depuis 1996, notamment parce que l'Ontario a dû recourir aux importations à la suite de la mise hors service de centrales nucléaires. De plus, surtout au Québec et en Colombie-Britannique, les importateurs ont profité des occasions de commerce qu'a suscitées l'accès amélioré aux réseaux de transport américains par suite de l'ordonnance 888 rendue par la U. S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

En raison de la baisse des exportations conjuguée à l'augmentation des importations, les exportations nettes sont passées de 40 térawattheures (TWh) en 1996 à ce que l'on estime être 25 TWh en 2002. Toutefois, par suite de la hausse des prix à l'exportation de l'électricité, le commerce international d'électricité a permis au Canada de continuer à afficher des revenus d'exportation nets allant d'un milliard à deux milliards de dollars par année, exception faite des années 2000 et 2001, où ils ont atteint trois milliards de dollars environ.

L'ampleur des échanges commerciaux ainsi que les facteurs stimulant le commerce varient selon les provinces. Le Manitoba, le Québec et la Colombie-Britannique exportent leur électricité directement à partir de leur marge de production de réserve, tandis que l'Ontario, la Saskatchewan et l'Alberta, qui comptent principalement sur la production thermique pour répondre à leurs besoins, font appel aux exportations et importations pour optimiser l'utilisation de leurs installations de production et assurer la fiabilité de leurs réseaux. Cela dit, les techniques de production d'électricité sont relativement semblables au Canada et aux É.-U., de même que les prix et la disponibilité des combustibles. Par conséquent, les coûts de production d'électricité à partir du gaz naturel ou du charbon tendent à être similaires au Canada et dans les régions voisines des É.-U.

L'ONÉ a constaté un intérêt accru pour de nouveaux permis d'exportation, mais les tendances récentes sur le marché d'exportation ne permettent pas d'envisager une hausse substantielle des exportations d'électricité dans un proche avenir. Toutefois, selon le moment choisi et la disponibilité ininterrompue des autres sources d'énergie, la remise en service de centrales nucléaires en Ontario pourrait influer de manière positive sur les exportations.

À plus long terme, la mise en chantier possible de grands projets hydroélectriques, les surplus de capacité qui pourraient résulter des projets de mise en valeur des sables bitumineux en Alberta, ainsi que l'accès accru aux réseaux de transport et marchés américains, pourraient stimuler les exportations. L'accroissement des échanges, particulièrement dans les provinces capables d'emmagasiner de l'eau, pourrait également favoriser la progression des importations au fil du temps.

Prix à l'importation et prix à l'exportation

Les marchés de l'électricité ayant un caractère régional, les prix à l'importation et les prix à l'exportation suivent souvent la courbe des prix affichés dans les marchés de gros américains avoisinants. On peut donc présumer qu'il existe une certaine intégration des marchés de gros, c'est-à-dire que le commerce d'énergie est sensible aux signaux de prix et que les provinces bénéficient de leur capacité d'exporter ou d'importer. Dans certains cas, la congestion ou les restrictions en matière de transfert entravent l'intégration des marchés. De plus, ce ne sont pas toutes les provinces qui sont en mesure d'accéder directement aux marchés d'exportation (l'Alberta, la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve et le Labrador, par exemple).

La relation entre les prix à l'importation et les prix à l'exportation varie selon les provinces. Lorsque les prix à l'exportation sont en hausse, particulièrement dans les provinces dotées de ressources hydroélectriques, c'est parce que l'on exporte généralement de l'électricité pendant les périodes de pointe alors que les prix sont relativement forts, et qu'on importe pendant les périodes creuses. En règle générale, lorsque les prix à l'importation sont supérieurs aux prix à l'exportation, c'est parce qu'il faut faire appel aux importations pour compenser l'offre locale insuffisante.

Répercussions sur les consommateurs

Comme en témoignent les tendances dans les marchés d'importation et d'exportation, les prix de l'électricité ont fluctué énormément dans certains marchés au cours des dernières années. Un déséquilibre entre l'offre et la demande peut exacerber la volatilité des prix, par exemple, lorsque la croissance de la production est inférieure à la croissance de la demande.

D'une manière générale, les consommateurs canadiens continuent d'être protégés contre la volatilité des prix grâce à la réglementation des entreprises de service public. De plus, certaines provinces telles que la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec mettent leurs revenus d'exportation à

contribution pour maintenir les prix intérieurs sous les niveaux qu'ils atteindraient autrement. Depuis mai 2002, l'Ontario est dotée d'un marché de gros ouvert à la concurrence : le marché administré par la SIGMÉ. Exception faite de l'Alberta, il n'existe donc pas de relation directe entre les prix payés par la plupart des Canadiens et les prix affichés dans les marchés de gros ouverts à la concurrence. Vus sous cet angle, les prix intérieurs de l'électricité diffèrent des prix du mazout ou du gaz naturel, qui sont soumis aux lois de l'offre et de la demande dans un marché concurrentiel.

Organisations de transport régionales (OTR) et réseaux de transport

Les initiatives prises par la FERC en matière d'OTR et de conception normalisée du marché (CNM) entraînent la restructuration du réseau de transport nord-américain. Nombre de participants au marché estiment que la création d'OTR favorisera les échanges, car elles permettront de rehausser l'accès au marché et de réduire les coûts du transport.

Presque toutes les provinces ont exprimé le désir de participer, sous une forme ou une autre, aux OTR. Le Manitoba a déjà convenu d'une entente de coordination avec le Midwest Independent System Operator tandis que la Colombie-Britannique, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse se montrent intéressées à se joindre à une OTR. Les provinces du Québec, de l'Ontario et de l'Alberta évaluent quant à elles leurs options stratégiques. Sans compter les difficultés d'ordre technique qu'entraînera la mise en œuvre de la CNM, ou les problèmes de compatibilité opérationnelle s'y rattachant, les questions de souveraineté des organismes de réglementation, de gouvernance des OTR et de protection des intérêts des consommateurs canadiens suscitent des préoccupations au Canada.

Les entités canadiennes ont également souligné qu'il y avait lieu d'accroître la capacité de transport vers les É.-U. pour favoriser les échanges futurs. Afin de rehausser l'accès aux marchés américains, on a proposé la mise en chantier d'un certain nombre de nouveaux projets de lignes de transport au cours des deux ou trois dernières années. Il s'agirait de lignes de transport commerciales qui permettraient de cibler des marchés à l'exportation précis, ce qui représente un aspect novateur.

INTRODUCTION

Ce rapport a pour objectif l'étude des tendances associées à l'importation et à l'exportation de l'électricité et celle de la tarification et des revenus y afférents. Il a été réalisé dans le contexte des événements importants qui sont survenus au Canada et aux É.-U. ces dix dernières années. Il y sera également question des répercussions de ce commerce sur les consommateurs et sur le secteur de l'électricité en général.[1]

Le régime de réglementation fédéral canadien, auquel sont soumises les exportations, sera décrit dans ce chapitre (les importations ne sont pas régies par l'Office national de l'énergie). Ce chapitre contient également un compte rendu sur l'état de la restructuration des marchés nord-américains de l'électricité, en raison de l'influence qu'elle exerce sur l'ensemble du secteur d'activité.

1.1 Rôle de l'Office national de l'énergie concernant la réglementation de l'électricité

En ce qui a trait à l'industrie de l'électricité, le champ de responsabilité de l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office), comprend les domaines de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées, ainsi que les exportations d'électricité.[2] Les sociétés désirant exporter de l'électricité ou construire et exploiter une ligne internationale de transport, doivent d'abord en obtenir l'autorisation auprès de l'ONÉ. Les responsabilités de l'ONÉ sont précisées dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ), loi fédérale issue du Parlement et promulguée en 1959. D'importantes modifications ont été apportées par la suite à la Loi sur l'ONÉ afin de permettre la mise en application de la *Politique canadienne de l'électricité* (1988). Les responsabilités de l'Office sont également soumises à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (1995).

Sauf l'exception ci-dessous, la Loi sur l'ONÉ (article 119.03) stipule que « l'Office délivre, sur demande et sans audience publique, les permis autorisant l'exportation d'électricité ». Les responsabilités du demandeur ainsi que les informations devant être fournies à l'Office pour l'obtention de l'autorisation d'exporter de l'électricité sont précisées dans la Loi sur l'ONÉ (article 119.02(2)) et sont expressément décrites dans le Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité[3] ainsi que dans ses Directives.[4]

1 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation ne font référence qu'aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U. Il est d'usage de qualifier d'exportation la livraison interprovinciale (en plus de la livraison internationale) et de qualifier d'importation la réception interprovinciale d'électricité (en plus de la réception internationale).

2 Jamais une ligne interprovinciale a-t-elle été assujettie à l'obtention d'un certificat en vertu de l'article 58.4 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

3 *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité*, DORS/97-130.

4 *Directives à l'intention des parties intéressées concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988*, révisées le 26 août 1998.

En pratique, la plupart des autorisations d'exportation d'électricité donnent lieu à la délivrance d'un permis. Toutefois, si l'étude des faits démontre qu'une évaluation plus approfondie des exigences relatives au règlement se révèle nécessaire, l'Office peut recommander au gouverneur en conseil (GC)[1] de tenir une audience publique pour traiter la demande en tant que demande de licence d'exportation. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (article 119.06(1)) stipule que :

> « Pour déterminer s'il y a lieu de procéder à la recommandation, l'Office tente d'éviter le dédoublement des mesures prises au sujet de l'exportation d'électricité par le demandeur et le gouvernement de la province exportatrice et tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents et notamment :
>
> *a)* des conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice;
>
> *b)* des conséquences de l'exportation sur l'environnement;
>
> *c)* du fait que le demandeur :
>
> (i) a informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat d'électricité pour consommation au Canada, des quantités et des catégories de services offerts;
>
> (ii) a donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées à la demande, à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada;
>
> *d)* de tout autre facteur prévu par règlement. »

Les faits énumérés au point c) sont considérés comme garantissant un accès équitable au marché.

À la suite d'une audience, si l'Office considère que l'exportation d'électricité se fera dans l'intérêt public, une licence d'exportation est délivrée; elle est cependant assujettie à l'approbation du GC et soumise aux modalités et conditions que l'Office pourrait imposer. Une demande refusée n'est pas transmise au GC. L'Office n'a pas tenu d'audience publique sur une demande d'exportation d'électricité depuis que la Loi sur l'ONÉ a été révisée, en 1990 (pour la mise en application de la Politique canadienne de l'électricité).

1.2 Restructuration de l'industrie de l'électricité

Dans la structure de marché traditionnelle du secteur de l'électricité, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont possédés et exploités par des monopoles à intégration verticale. Cette structure, qui prévaut toujours dans une bonne partie du marché canadien, a été largement adoptée parce que le secteur de l'approvisionnement en électricité était considéré comme étant un monopole naturel. Dans le cas de la production, cela a permis d'abaisser les coûts en construisant des installations centralisées de grande taille. La nature des réseaux de transport sur de longues distances et des réseaux de distribution locaux se prête également à l'application du monopole naturel. Si la concurrence est possible dans le domaine de la production, il ne serait pas économiquement réalisable de construire des installations de transport et de distribution concurrentes pour desservir le même marché; en d'autres mots, une installation unique permet d'avoir des coûts moindres. En raison du risque que les monopoles aient une emprise sur le marché, la plupart des gouvernements provinciaux ont soumis les activités de ces monopoles à la surveillance d'organismes de réglementation.

1 Il s'agit d'un sous-comité du Cabinet du Premier ministre.

La plupart des provinces ont créé des sociétés d'État pour avoir une emprise publique. Ces entreprises de service public ont eu tendance à établir leurs propres réseaux de production, de transport et de distribution pour répondre aux besoins énergétiques de leur province respective.

Au Canada et aux États-Unis, dans les années 1980 et au début des années 1990, on a vu émerger un certain nombre de tendances qui ont fait que plusieurs instances concernées ont remis en question la structure de marché traditionnelle :

(i) Les progrès technologiques réalisés dans le domaine de la production ont permis la construction de centrales de plus petite taille alimentées au gaz naturel, notamment l'installation de turbines au gaz naturel à cycle combiné. Ces turbines peuvent fournir un supplément d'approvisionnement moyennant des investissements moindres; en outre, de telles centrales peuvent être construites en moins de temps que les centrales à combustible fossile ou les centrales nucléaires conventionnelles. En même temps, il était avantageux pour les consommateurs industriels d'électricité d'acheter du gaz naturel pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité (cogénération) et de vendre l'électricité en surplus au réseau de distribution d'électricité.

(ii) De nombreuses instances, par exemple le Nord-Est des États-Unis et la Californie, ont jugé que l'accès aux lignes de transport d'une entreprise de service public devait être rendu possible aux autres fournisseurs pour favoriser l'accès à des approvisionnements moins chers dans les régions voisines et dans les régions plus éloignées, suivant le principe que l'accès aux réseaux de transport d'énergie doit être non discriminatoire.

(iii) Les antécédents en matière de déréglementation et de restructuration observés dans d'autres secteurs tels que les télécommunications, le gaz naturel et les sociétés aériennes donnent à penser que la concurrence entre les producteurs et les fournisseurs de service pourrait permettre d'abaisser les coûts et d'offrir aux consommateurs un meilleur choix de services.

1.2.1 *Définition de la restructuration*

La restructuration désigne la réorganisation des entreprises de service public d'électricité, consistant à délaisser les monopoles à intégration verticale pour les remplacer par des entreprises distinctes spécialisées dans la production, le transport ou la distribution. Cette séparation des activités vise à favoriser la concurrence entre les producteurs et à « ouvrir » l'accès aux réseaux de transport et aux réseaux de distribution, ce qui pourrait avoir pour effet d'accroître la concurrence dans les domaines de l'approvisionnement en électricité et de la commercialisation de l'électricité.

La restructuration peut viser tant l'accès au marché de gros que l'accès au marché de détail. L'accès au marché de gros a trait à la possibilité pour les producteurs d'utiliser les réseaux de transport d'énergie pour entrer dans la concurrence sur les marchés de gros, ce qui peut inclure les entreprises de distribution ou les négociants indépendants. L'accès au marché de détail a trait à la possibilité pour les négociants d'utiliser le réseau de distribution pour vendre aux consommateurs finals et, inversement, de permettre aux consommateurs finals de choisir leur négociant. On dit de l'accès au marché de détail qu'il est intégral lorsque le choix de négociant est offert à tous les consommateurs finals. Il peut y avoir accès au marché de gros sans qu'il y ait accès au marché de détail; par contre, il ne peut y avoir accès au marché de détail s'il n'y a pas accès au marché de gros.

1.2.2 État de la restructuration au Canada

Au Canada, les initiatives visant à restructurer l'industrie de l'électricité varient selon les provinces, chacune d'elles évaluant sa propre situation en fonction de ses caractéristiques régionales particulières. L'Alberta a procédé à la restructuration de son marché de l'électricité sur une période de cinq ans, processus qui l'a menée au libre accès au marché de détail le 1er janvier 2001. L'Ontario a réalisé le libre accès au marché de détail le 1er mai 2002. Toutefois, en raison d'incertitudes liées à la fourniture d'énergie dans le marché ontarien et à la volatilité des tarifs à la consommation, le gouvernement ontarien, le 11 novembre 2002, a plafonné les prix de la composante énergétique de la facture au consommateur et a procédé à l'étude d'autres aspects des opérations du marché (voir le chapitre 3.6).

Tel que l'illustre le tableau 1.1, la plupart des autres provinces (Colombie Britannique, Saskatchewan, Manitoba, Québec, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse) ont mis en application l'accès au marché de gros ou prévoient le faire.

Le 25 novembre 2002, le gouvernement de la Colombie-Britannique a rendu publique sa nouvelle politique énergétique, qui prévoit un certain nombre d'actions visant l'industrie de l'électricité.[1] Parmi celles-ci, notons le fait que la BC Hydro Transmission Corporation, une société distincte, exploitera le réseau de transport de BC Hydro dans le but d'assurer un accès équitable à tous les producteurs. Ainsi, les producteurs d'électricité indépendants (PÉI) pourront desservir des clients importants en Colombie-Britannique et avoir accès au marché de gros américain (voir le chapitre 3.1).

Au cours des années à venir, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse prévoient instituer l'accès au marché de gros ainsi qu'un accès limité au marché de détail. Terre-Neuve a entrepris d'étudier la restructuration sans toutefois annoncer l'étendue des changements prévus. À part l'Ontario et l'Alberta, aucune province ne prévoit présentement mettre en application l'accès complet au marché de détail.

1.2.3 Restructuration des marchés de l'électricité aux États-Unis

En ce moment, la principale initiative visant à restructurer les marchés de l'électricité aux États-Unis consiste en la création d'organisations de transport régionales (OTR), mandatées par la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). L'objectif des OTR est de faciliter l'accès non discriminatoire aux réseaux de transport et ainsi encourager la concurrence dans les marchés de gros, tel que le prévoit l'ordonnance 888 de la FERC.[2] L'exigence de réciprocité constitue l'un des aspects majeurs de l'ordonnance 888, un aspect particulièrement important aux yeux des exportateurs canadiens. En effet, cette exigence de réciprocité oblige les sociétés canadiennes de transport d'électricité à permettre aux négociants des É.-U. d'utiliser leurs installations; cela permet aux exportateurs canadiens utilisant ces installations d'obtenir une licence de la FERC pour œuvrer sur les marchés de gros américains.

L'ordonnance 2000 de la FERC (décembre 1999) a défini les fonctions et les objectifs d'une OTR.[3] Il s'agit fondamentalement d'une ou plusieurs sociétés qui doivent fonctionner comme une seule et unique société de transport d'électricité. Cette structure vise à stimuler la concurrence dans les marchés de gros tout en permettant de réduire les frais de transport à l'intérieur de la zone de l'OTR en fournissant un accès non discriminatoire au transport d'énergie électrique et en éliminant la superposition des tarifs. Il serait également possible de prévoir les augmentations de capacité de

1 *Energy for Our Future: A Plan for BC*, novembre 2002.

2 *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities and Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, Order No. 888*, avril 1996, U.S. Federal Energy Regulatory Commission.

3 *Regional Transmission Organizations, Order No. 2000*, décembre 1999, U.S. Federal Energy Regulatory Commission.

TABLEAU 1.1

État de la restructuration du secteur de l'électricité au Canada

	Accès au marché de gros	**Accès au marché de détail**	**Commentaires**
Colombie-Britannique	oui	grands clients industriels	- le prix de détail de BC Hydro demeure gelé jusqu'au 31 mars 2003 - les prix futurs seront réglementés par la British Columbia Utilities Commission, en fonction de coûts approuvés.
Territoire du Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	non	non	- les prix sont réglementés par des conseils de services publics - petits marchés dispersés - pas d'interconnexions avec les provinces
Alberta	oui	oui	- le prix de gros est fixé dans le marché administré par le Power Pool of Alberta; des transferts aux consommateurs leur permettent de bénéficier d'options d'achat diverses
Saskatchewan	oui	Villes de Saskatoon et Swift Current	- le gouvernement approuve le prix de détail
Manitoba	oui	non	- la Régie des services publics du Manitoba approuve le prix de détail - entente de coordination avec le MISO (septembre 2001)
Ontario	oui	oui	- le prix de gros est établi dans le marché administré par la SIGMÉ - transfert aux consommateurs du secteur résidentiel et aux autres petits consommateurs plafonné à 4,3 cents le kWh
Québec	oui	grands consommateurs industriels	- le prix de détail est réglementé par la Régie de l'énergie du Québec - les tarifs sont gelés jusqu'à 2004
Nouveau-Brunswick	oui	grands consommateurs industriels, prévue pour 2003	- le prix de détail est réglementé par la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick - la province met en application la restructuration en vertu de son Livre Blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick
Île-du-Prince-Édouard	non	non	- l'Î.-P.-É. importe la majeure partie de son électricité du Nouveau-Brunswick - le prix de détail ne peut excéder 110 % du prix payé pour un service comparable au Nouveau-Brunswick (en vertu de la loi intitulée Maritime Electric Company Act)
Nouvelle-Écosse	structure du marché en développement	structure du marché en développement	- le prix de détail est réglementé par le Nova Scotia Utility and Review Board - une approche à la restructuration « par étapes »
Terre-Neuve et Labrador	non	non	- le prix de détail est réglementé par le Board of Commissioners of Public Utilities - une étude de restructuration a été entreprise

transport de façon plus efficace ainsi que de résoudre les problèmes de fiabilité dans les marchés restructurés de l'électricité.[1] La participation du Canada dans les OTR est encouragée, compte tenu du caractère international des réseaux de transport d'électricité.

En juillet 2001, la FERC, par la voie d'une série d'ordonnances, a recommandé la création de quatre OTR aux États-Unis; soit dans le Nord-Est, le Sud-Est, le Midwest et l'Ouest. ERCOT en serait une cinquième.[2] Après consultation, et dans le but de répondre aux questions soulevées par les représentants de l'industrie et de l'État, la FERC a publié un avis d'ébauche de règles concernant une conception normalisée du marché (CNM) en juillet 2002.[3] Parmi les éléments principaux de cet avis, on note un tarif type, une méthode de gestion de la congestion des réseaux, la surveillance des marchés ainsi que la contribution de l'État par le biais de comités consultatifs régionaux (Regional State Advisory Councils). Bien que la décision finale liée à la CNM doive en principe mettre de l'avant le projet des OTR, plusieurs questions d'ordre régional devront être étudiées. Depuis 2002, la FERC incite l'industrie et les organismes de réglementation, y compris ceux du Canada, à se pencher sur ces questions afin qu'une décision finale puisse être prise en 2003.

L'échéancier de la FERC prévoit que la mise en application de la CNM sera effectuée sur le territoire américain avant la fin de 2004. Les dates précises et l'adaptation régionale de la CNM varieront sans doute, et le nombre d'OTR qui en résultera demeure incertain. La figure 1.1 présente les OTR éventuelles et les zones des marchés.

Participation du Canada dans les OTR

Les conditions de participation des entités canadiennes dans les OTR seront établies à partir des situations et besoins particuliers exprimés par les sociétés de transport d'électricité de chaque province. Certaines propositions sont plus élaborées que d'autres, mais plusieurs axes se dessinent déjà :

- L'Alberta et la Colombie-Britannique - OTR de l'Ouest (la Colombie-Britannique a participé au dépôt des documents de l'OTR de l'Ouest auprès de la FERC)
- La Saskatchewan et le Manitoba - Midwest Independent System Operator (MISO) (le Manitoba a conclu une entente de coordination avec le MISO)
- L'Ontario - OTR du Nord-Est et/ou MISO
- Le Québec et les provinces de l'Atlantique - OTR du Nord-Est ou l'ECTO (East Coast Transmission Organization).

Il sera question de l'état de ces axes potentiels des provinces dans le chapitre 3.

1 Il est dit souvent que la plus grande incertitude planant sur l'avenir des marchés de l'électricité aux É.-U. concerne la faible disponibilité de réseaux de transport d'électricité. La construction de ces réseaux n'a pas suivi le rythme de progression de la demande énergétique, et cette situation ne semble pas vouloir se redresser dans un avenir prévisible. Cela est surtout attribuable au rendement relativement faible des investissements prévus dans le secteur du transport, par rapport aux risques relativement élevés propres à ce secteur (p. ex., le choix des sites, les risques pour l'environnement et les investissements non récupérables).

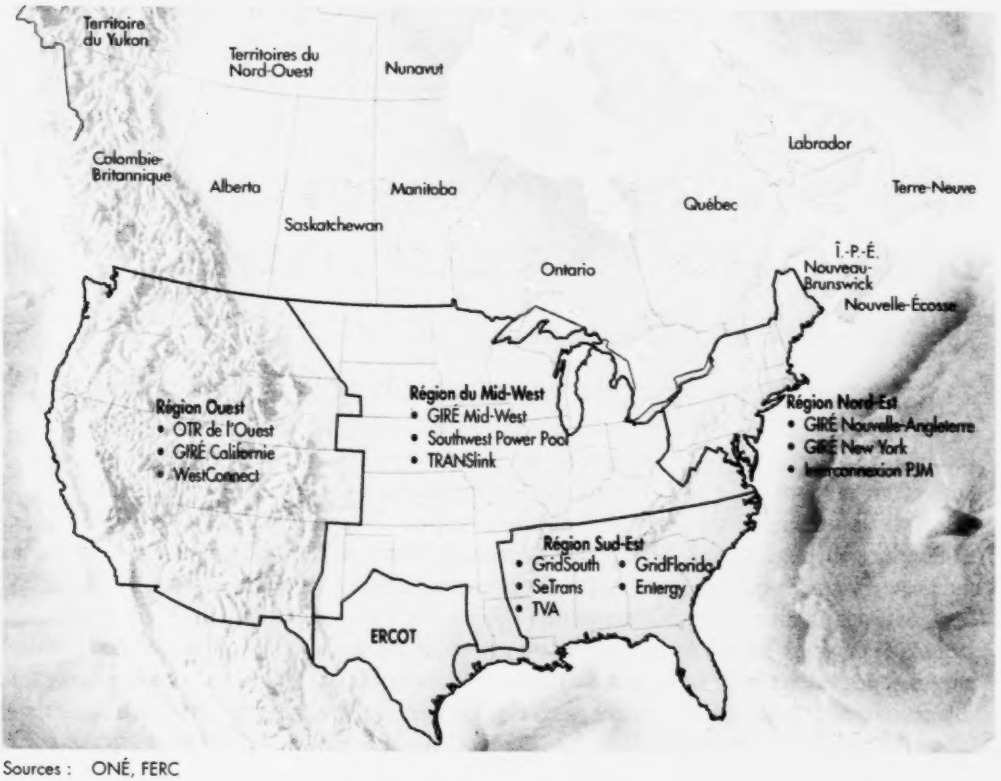
On mentionne aussi le fait que le réseau de transport actuel n'est pas utilisé aux fins prévues; c'est-à-dire que les modèles de services publics traditionnels prévoyaient des marchés plus régionaux et seulement reliés aux autres marchés « par les coutures », par souci de fiabilité. La restructuration a fait en sorte que la demande de transferts d'énergie de gros entre les régions s'accroît, ce qui menace de rompre ces coutures, mener à la congestion et mettre en cause la fiabilité du réseau. Ceci s'ajoute à la tendance qu'ont les marchés concurrentiels de réduire les marges de réserve.

2 ERCOT (The Electric Reliability Council of Texas) est une des régions administratives du North American Electric Reliability Council (NERC).

3 *Remedying Undue Discrimination Through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design*, Notice of Proposed Rulemaking, 31 juillet 2002, U.S. Federal Energy Regulatory Commission.

FIGURE 1.1

Marchés de l'électricité et OTR éventuelles



Sources : ONÉ, FERC

FIGURE 1-1

Marchés de l'électricité et OTR éventuelles

Sources : ONÉ, FERC

EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ - PERSPECTIVES NATIONALES

Tel qu'exposé au premier chapitre, l'industrie canadienne de l'électricité s'est tout d'abord développée au niveau provincial; les réseaux de production et de transport ont ainsi été conçus pour répondre aux besoins particuliers des provinces. Toutefois, des surplus ayant été générés, ceux-ci pouvaient alors être vendus aux autres provinces ou aux É.-U. Ces surplus résultaient de différents facteurs : du besoin de bâtir des infrastructures pour répondre à la demande durant les périodes de pointe (par ex., en hiver), ce qui a occasionné des surplus saisonniers; du besoin de bâtir en prévision de la demande intérieure à venir, ce qui a eu pour résultat de générer des surplus occasionnés par la différence entre la capacité des installations de production déjà existantes et la consommation intérieure; et, enfin, du besoin de conserver des marges de réserve permettant de parer aux éventualités (pannes de centrales, années de sécheresse dans le cas d'installations hydroélectriques, etc.). Les interconnexions entre les différentes installations ont été utilisées pour acheminer ces surplus et pour assurer la fiabilité.

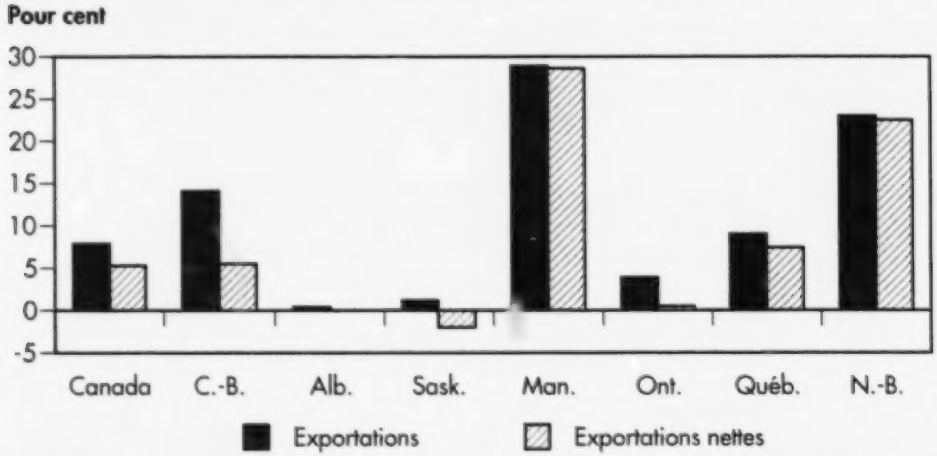
Les facteurs ayant contribué au développement de la production d'électricité au Canada sont légèrement différents de ceux ayant favorisé l'expansion des autres secteurs de ressources énergétiques, tel que le pétrole et le gaz, dont la mise en valeur reposait essentiellement sur la croissance des marchés d'exportation. De plus, on s'inquiétait du fait que les entreprises de service public du secteur de l'électricité prennent le risque de bâtir en fonction d'un hypothétique marché d'exportation (ou d'un marché pouvant être compromis par la concurrence de la part d'autres fournisseurs), laissant ainsi éventuellement le soin aux contribuables de porter le fardeau des investissements perdus.

Au cours des dernières années, le Canada a exporté en moyenne entre 7 et 9 % de sa production d'énergie électrique, soit une part nettement moindre que celle de sa production de gaz naturel et de pétrole. En 2001, les exportations de gaz naturel représentaient 58 % de la production et celles de pétrole, 62 %.[1] Toutefois, les parts d'exportation variaient considérablement selon les provinces, avec 20 à 30 % pour le Nouveau-Brunswick et le Manitoba, et moins de 1 % pour l'Alberta. Les parts d'exportation nette (les exportations moins les importations) sont légèrement inférieures à ces chiffres (figure 2.1).

1 L'exportation pétrolière nette du Canada correspondait à 19 % de la production en 2001. La logistique inhérente au transport et les exigences liées au raffinage favorisent l'importation de pétrole dans l'Est canadien, tandis que le pétrole produit dans l'Ouest canadien, qui autrement pourrait se substituer au pétrole importé, est exporté aux É.-U.

FIGURE 2.1

Exportations d'électricité canadiennes exprimées en pourcentage de la quantité produite - Moyenne* pour la période 1997-2001



* Très peu ou pas d'exportations/importations par la Nouvelle-Écosse, l'Î.-P.-É, Terre-Neuve et Labrador et les Territoires.
Source : ONÉ

2.1 Transport de l'électricité

La majeure partie du commerce international de l'électricité se fait de manière directe par le biais d'interconnexions qui relient les provinces aux É.-U. et en empruntant notamment les grandes interconnexions entre la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick et leurs États adjacents respectifs (figure 2.2).

Des transferts interprovinciaux empruntant le réseau électrique d'une province intermédiaire contribuent également à ce marché d'exportation. Par exemple, l'Alberta n'a pas de liens directs avec les É.-U., mais elle peut quand même accéder au marché américain en passant par la Colombie-Britannique et, dans une moindre mesure, grâce à son interconnexion avec la Saskatchewan. Le Québec a des liens directs avec les É.-U., mais il peut également exporter son électricité via le Nouveau-Brunswick et l'Ontario lorsque la capacité de transport le permet. Depuis 2001, la Nouvelle-Écosse exporte son électricité par le biais de son interconnexion avec le Nouveau-Brunswick. On prévoit que la réciprocité d'accès aux marchés favorisera de plus en plus ces exportations indirectes.

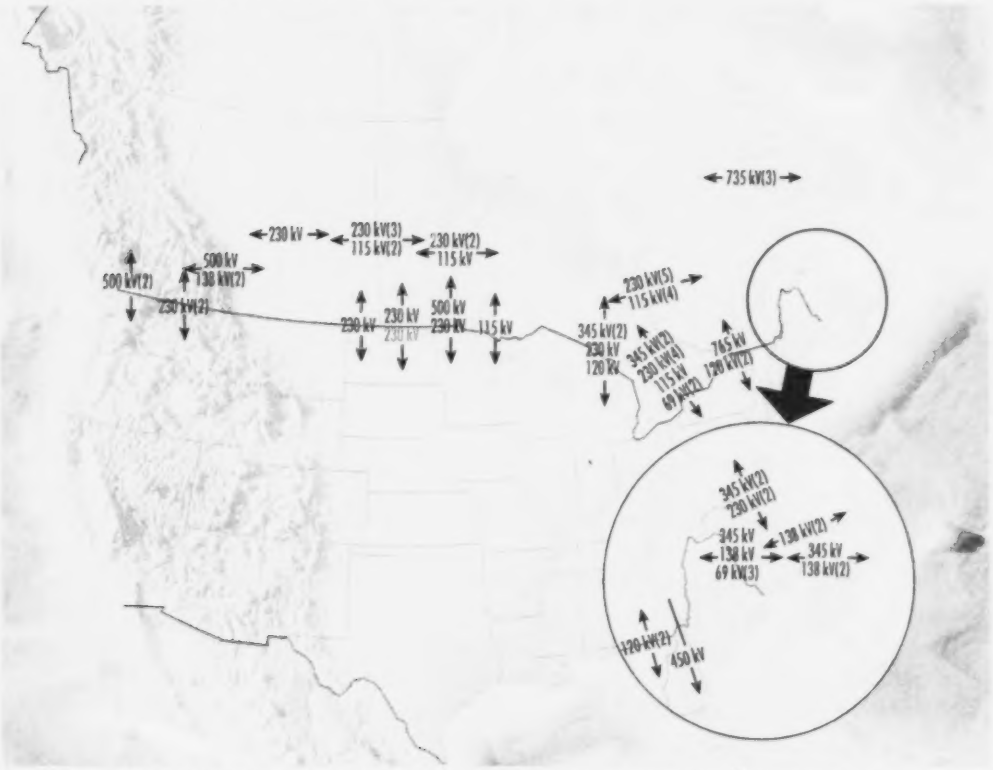
2.2 Exportations et importations d'électricité

Exportations

Après la hausse considérable des exportations survenue au début des années 1990, due en grande partie à l'utilisation de la capacité de réserve au Manitoba, en Ontario et au Québec, les exportations canadiennes d'électricité se sont à peu près toujours maintenues entre 35 et 45 TWh par année (figure 2.3). Comme la plus grande partie des exportations provenait de provinces riche en ressources hydroélectriques, les variations annuelles pouvaient généralement s'expliquer par les fluctuations saisonnières des conditions hydrauliques. Les exportations ont toutefois décliné depuis quatre ou cinq ans, en raison d'une demande intérieure croissante qui ne s'est pas accompagnée d'une augmentation correspondante de la capacité de production. Le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique sont en tête des provinces exportatrices d'électricité et comptent pour 80 à 85 % des exportations canadiennes au cours des cinq dernières années (figure 2.4).

FIGURE 2.2

Principales lignes d'interconnexion

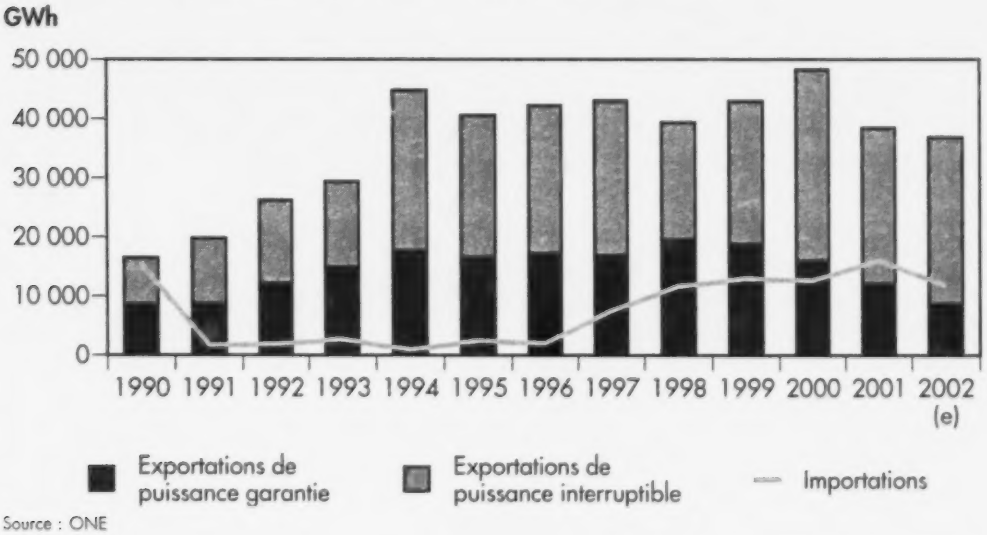


Nota : Les chiffres indiquent la tension des lignes allant d'une province à une province ou un État voisin. S'il y a plusieurs lignes à même tension, le nombre de lignes est indiqué entre parenthèses.

Sources : ONÉ, Association canadienne de l'électricité et Ressources naturelles Canada

FIGURE 2.3

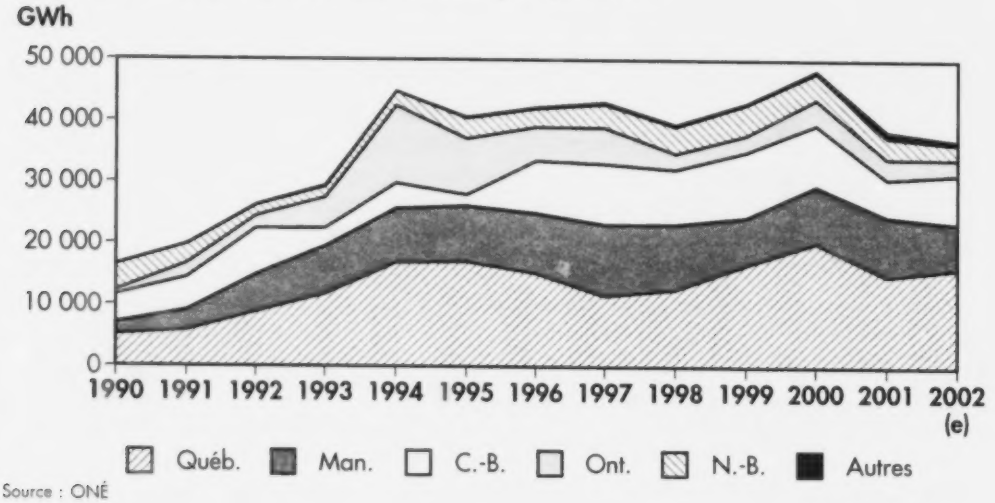
Exportations et importations d'électricité canadiennes



Source : ONE

FIGURE 2.4

Exportations d'électricité canadiennes par province



Source : ONÉ

La restructuration de l'industrie de l'électricité, en cours depuis quelques années, a modifié les conditions d'exportation (on note davantage d'ententes ponctuelles et moins d'ententes à court terme) en plus d'attirer de nouveaux joueurs sur le marché, principalement des négociants indépendants qui ne sont pas affiliés aux entreprises de service public « traditionnelles ». Bien que le nombre de ces sociétés détenant un permis d'exportation ait augmenté, passant d'une seule en 1993 à environ 40 sociétés en 2002, leur part du marché d'exportation et des revenus d'exportation n'atteint pas 1 %. Les raisons qui expliquent cet état de fait seraient liées aux facteurs suivants : (i) les contraintes de marché, telle que la disponibilité de capacité de transport; (ii) les occasions d'arbitrage entre les marchés intérieurs et extérieurs qui sont moins intéressantes que prévu et (iii) les entreprises de service public traditionnelles qui ne sont plus regroupées et qui conservent une part du marché d'exportation en créant avec succès des filiales de revente. Les ventes d'électricité conclues en vertu d'ententes contractuelles à long terme d'énergie garantie déclinent au profit de ventes basées sur des considérations à plus court terme. Cela est tout particulièrement vrai au Québec (chapitre 3.7) où les contrats d'énergie garantie se voient remplacés, à échéance, par des contrats d'énergie interruptible.

Importations

Au cours des quelques dernières années, les importations d'électricité se sont situées entre 10 et 15 TWh, et la tendance actuelle est à la hausse (figure 2.3). L'augmentation survenue après 1996 s'explique en partie par les importations accrues de l'Ontario par suite de la mise hors service temporaire de plusieurs centrales nucléaires.[1] De plus, les importateurs des régions les plus pourvues en ressources hydroélectriques, notamment la Colombie-Britannique et le Québec, ont profité de l'occasion pour stocker leur énergie et ainsi accroître leurs revenus, l'accès au transport d'électricité ayant été facilité au Canada et aux É.-U. par la mise en application de l'ordonnance 888 de la FERC[2].

Les facteurs combinés de la chute des exportations et de la hausse des importations ont entraîné une baisse de l'exportation nette : de 40 TWh qu'elle était en 1996, elle a chuté à environ 25 TWh en 2002.

1 La chute des importations de 1991 était en grande partie le résultat de la remise en service de centrales nucléaires ontariennes.

2 Le stockage d'énergie fait référence à l'emmagasinage d'eau dans un réservoir pendant les périodes creuses en prévision de la production en périodes de pointe (quand les prix sont plus élevés).

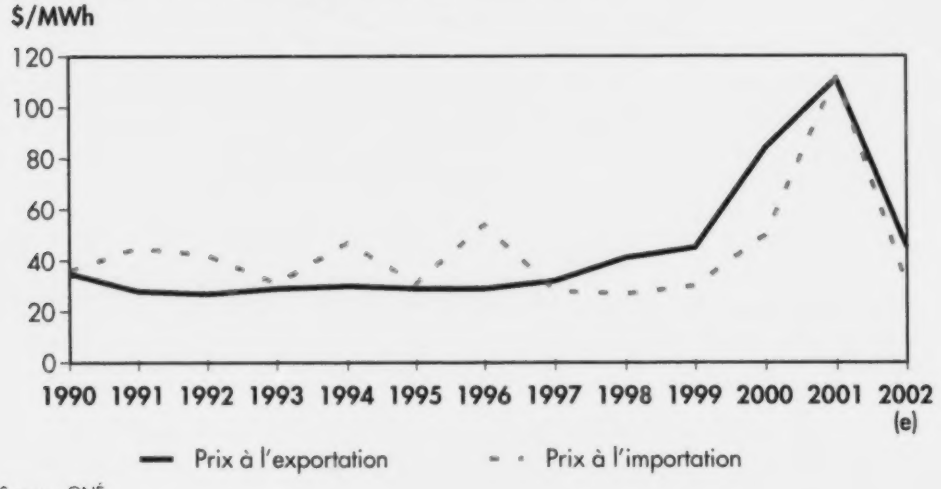
2.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation[1]

Durant les années 1990, les prix à l'exportation variaient entre 30 $ et 40 $ le MWh (figure 2.5), à l'instar des tendances des marchés de gros enregistrées aux É.-U. La hausse marquée en 2000 et 2001 fait suite à l'impact de la crise de l'électricité en Californie sur les exportations de la Colombie-Britannique. La hausse des prix touchait cependant également plusieurs autres marchés de l'électricité américains, ceux-ci étant en partie entraînés par le mouvement à la hausse des prix du gaz naturel utilisé pour produire de l'électricité. Avant 1997, les prix à l'importation étaient généralement plus élevés que les prix à l'exportation, situation qui s'explique en grande partie par le besoin d'importer de l'électricité pendant les périodes de pointe, bien que ce phénomène n'ait pas été uniforme partout au pays. Par la suite, les prix à l'exportation ont dépassé les prix à l'importation sous l'effet de la pression exercée sur les prix par les marchés américains. Dans les années 1990, les prix à l'exportation (et à l'importation) étaient ainsi plus élevés qu'ils n'auraient dû l'être, en raison de la faiblesse du dollar canadien face à celui des É.-U.[2].

Depuis dix ans, le commerce de l'électricité a joué un rôle positif dans la balance commerciale du Canada. En effet, depuis 1994, les revenus provenant de l'exportation nette (les exportations moins les importations) se sont maintenus entre un et deux milliards de dollars par année, à l'exception de 2000 et 2001, où le revenu net s'établissait à près de trois milliards de dollars (figure2.6).

FIGURE 2.5

Prix canadiens à l'exportation et à l'importation



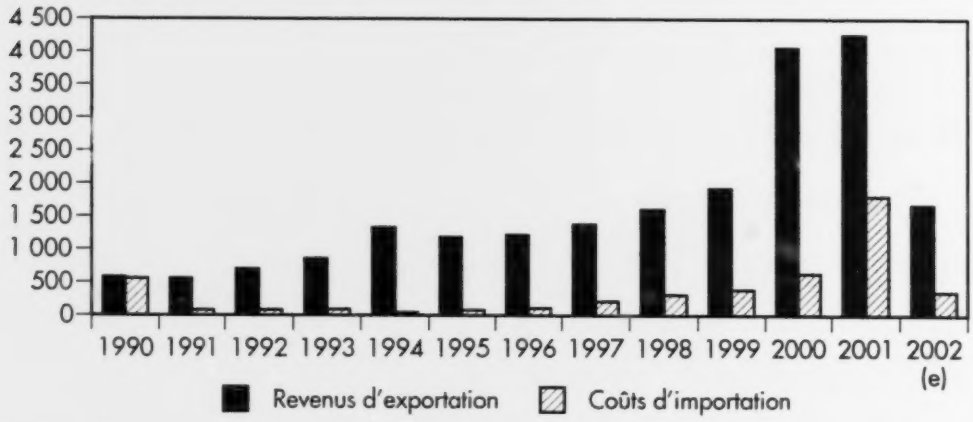
Source : ONÉ

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

2 Le dollar canadien s'est dévalué de 23 % entre 1991 et 1999; les contrats d'exportation conclus en dollars américains vaudraient donc davantage en dollars canadiens.

FIGURE 2.6

Électricité au Canada - Revenus d'exportation et coûts d'importation



Source : ONÉ

ANALYSES PROVINCIALES DES EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ

3.1 Colombie-Britannique

L'électricité produite en Colombie-Britannique est essentiellement d'origine hydraulique de sorte que le niveau des eaux, qui est tributaire des conditions climatiques et des activités humaines telles que l'irrigation, le maintien de l'habitat du poisson et les activités de loisir, influe considérablement sur la production d'électricité et la quantité d'énergie pouvant être exportée. Grâce à ses ressources hydrauliques, la Colombie-Britannique est en mesure de stocker de l'énergie pendant les périodes creuses, soit d'emmagasiner de l'eau dans ses réservoirs en vue de produire de l'énergie électrique pour les marchés d'exportation durant les périodes de pointe (quotidiennes ou saisonnières) lorsque les prix sont plus élevés. La province peut importer de l'électricité à bas prix pendant les périodes creuses si les dispositions contractuelles le permettent. Elle peut également stocker de l'énergie en vue de la vendre à l'Alberta. Depuis 1996, par suite des dispositions de réciprocité de l'ordonnance 888 de la FERC (voir le chapitre 1), l'« ouverture » de l'accès aux réseaux de transport d'électricité situés en Colombie-Britannique et dans les marchés voisins de la région du Nord-Ouest du Pacifique, de la Californie et de l'Alberta a grandement favorisé l'augmentation du commerce de l'électricité.

Outre de produire de l'électricité sur son territoire et de bénéficier du « rendement » des avantages d'aval découlant du Traité du fleuve Columbia[1], la Colombie-Britannique satisfait à ses besoins et se procure de l'énergie en important de l'électricité des États-Unis et de l'Alberta.

3.1.1 Interconnexion des réseaux de transport

La Colombie-Britannique compte essentiellement sur deux réseaux de transport pour se livrer à ses activités de commerce international (figure 2.2). Le premier, qui s'étend vers le sud à partir des basses terres du Fraser, est constitué de deux lignes à 500 kV tandis que le second, qui va de l'est de la province jusqu'à la région du cours moyen du fleuve Columbia dans l'État de Washington, comprend deux lignes à 230 kV. Les lignes d'interconnexion avec l'Alberta favorisent les transferts

1 Le Traité est en vigueur depuis 1968. La contruction de barrages en Colombie-Britannique visait à lutter contre les crues et à produire davantage d'électricité à partir des eaux du fleuve Colombia sur le côté américain de la frontière. Aux termes du Traité, la moitié de l'électricité supplémentaire produite par ces barrages appartient à la Colombie-Britannique. Le Canada a vendu aux États-Unis ses droits sur ce supplément d'électricité pour les trente années suivant la signature du Traité. En 1998, la Colombie-Britannique a commencé à toucher sa part des avantages d'aval sous la forme d'électricité qu'elle peut utiliser pour répondre à la demande de la province ou la vendre aux États-Unis. Powerex, filiale de BC Hydro chargée de gérer les activités d'exportation et les opérations commerciales, commercialise cette électricité pour le compte du gouvernement de la province.

interprovinciaux tout en servant de liaison indirecte entre l'Alberta et les marchés américains. On en compte deux à 138 kV et une à 500 kV.

3.1.2 Exportations et importations[1]

Exportations

Les exportations ont varié de 2 000 à 11 000 GWh par année au cours des dix dernières années (figure 3.1.1). Elles sont généralement à leur sommet lorsque les conditions sont favorables en Colombie-Britannique et que la demande d'électricité est forte sur les marchés américains, notamment dans les États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Selon des données de 2001, la société Powerex était le principal exportateur, tandis que Cominco, Dynegy, Aquila et d'autres sociétés ont exporté de plus faibles quantités.

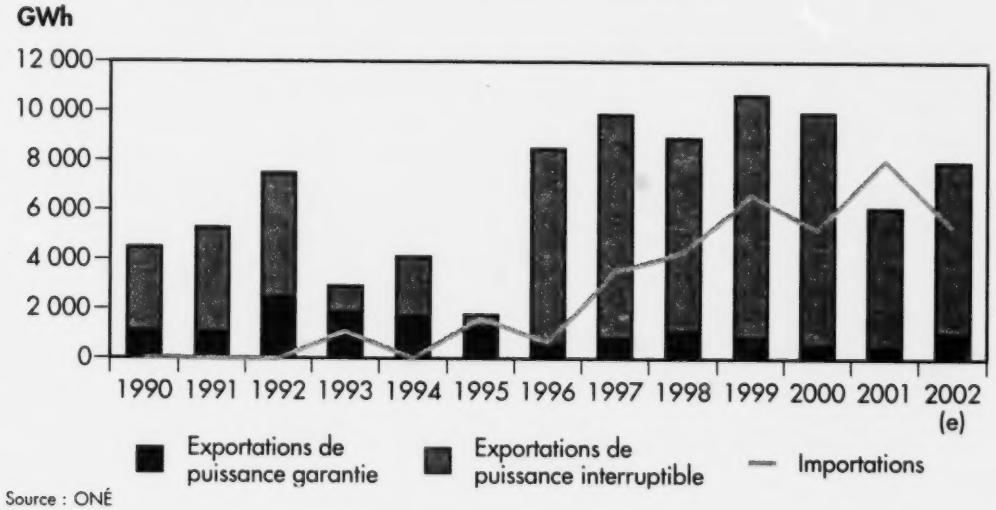
Sur une base saisonnière, la Colombie-Britannique réalise le volume le plus élevé de ses exportations au troisième trimestre (surtout en juillet et en août) pendant la période où la demande de climatisation est à son maximum en Californie et dans le Sud-Ouest des États-Unis, et le volume le plus bas au deuxième trimestre. Depuis 1996, la réciprocité d'accès aux réseaux de transport favorise les exportations.

Les ventes à l'exportation ont atteint leur niveau le plus élevé en 2000, la crise de l'électricité en Californie durant l'hiver 2000-2001 ayant contribué à hausser la demande. En 2001 et en 2002, les exportations ont chuté radicalement après que la demande eut baissé en Californie (grâce à des accroissements de production et à un effort d'économie) comme suite à la réaction à la crise de l'électricité. Les surplus d'eau dans la région du Nord-Ouest du Pacifique ont également contribué à réduire la demande, particulièrement en 2002.

Les exportations d'énergie garantie ont généralement baissé au fil du temps en raison de la durée écourtée des contrats négociés. De ce fait, les ventes de puissance interruptible ont augmenté. Au

FIGURE 3.1.1

Exportations et importations de la Colombie-Britannique



Source : ONÉ

1 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation font référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

cours de la période de cinq ans se terminant en 2001, le total des exportations a varié de 10 à 15 % de la production.

Importations

Les importations ont augmenté depuis 1996 (figure 3.1.1), ce qui témoigne encore une fois des occasions créées par la réciprocité d'accès comme celle d'importer de l'électricité lorsqu'il est avantageux de le faire ou celle de profiter de la tarification offerte pendant les périodes creuses, surtout en fin de soirée. Sur une base saisonnière, les importations d'électricité ont tendance à augmenter au deuxième trimestre, permettant ainsi au ruissellement du printemps de remplir les réservoirs de la province. En outre, il semble que la croissance de la production d'énergie en Colombie-Britannique accuse un certain retard par rapport à la hausse de la demande au cours des dernières années, ce qui a nécessité des importations supplémentaires en provenance soit de l'Alberta, soit des États-Unis.

Le déclin des exportations ainsi que l'augmentation des importations d'électricité font en sorte que la Colombie-Britannique est devenue un importateur d'électricité net en 2001 et au premier semestre de 2002. Ayant reconstitué ses réserves hydrauliques pendant cette période, la province est redevenue un exportateur net au second semestre de 2002. Des rapports préliminaires révèlent que la Colombie-Britannique effectue des ventes d'électricité dans le Sud-Ouest américain en périodes de pointe de la demande.

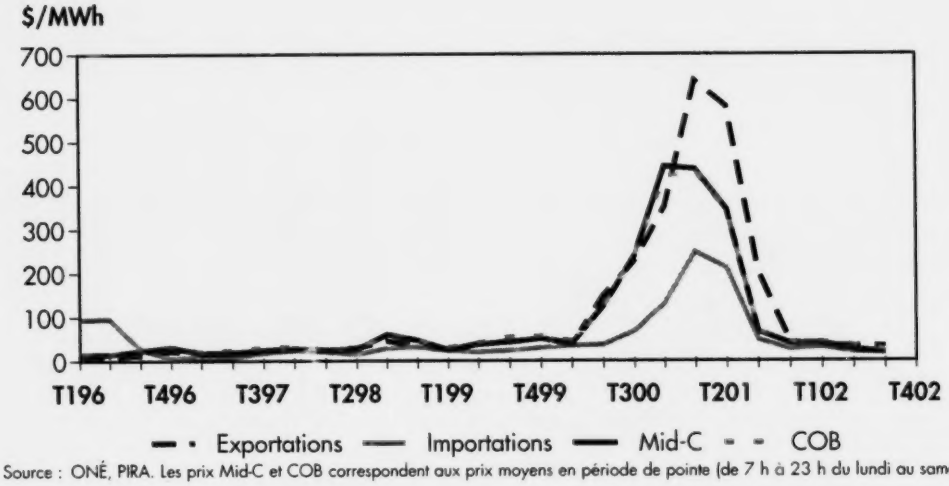
3.1.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation[1]

Prix à l'exportation

Au cours de la dernière moitié de 1990, les prix à l'exportation ont varié de 20 $ à 50 $ le MWh, ce qui témoigne des conditions de l'offre et de la demande sur les marchés de gros dans la région du

FIGURE 3.1.2

Prix à l'importation et à l'exportation en Colombie-Britannique c. prix Mid-C et COB



Source : ONÉ, PIRA. Les prix Mid-C et COB correspondent aux prix moyens en période de pointe (de 7 h à 23 h du lundi au samedi).

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

Nord-Ouest du Pacifique. (figure 3.1.2). Ces prix étaient généralement liés à ceux du carrefour commercial Mid-Columbia (Mid-C) dans la région Centre-Est de l'État de Washington. Les opérations enregistrées au COB révèlent que les prix affichés au Mid-C ont également suivi la courbe des prix sur les marchés de gros californiens en raison de l'interconnexion des réseaux de transport entre le Mid-C et la Californie, principalement le réseau de la Bonneville Power Administration. Cela était particulièrement vrai au moment de la forte augmentation des prix durant la crise californienne vers la fin de 2000, ces derniers se situant alors dans une plage moyenne trimestrielle de 400 $ à 600 $. Les prix à l'exportation de l'électricité produite par la Colombie-Britannique ont en fait dépassé les prix les plus élevés au Mid-C grâce à la capacité des exportateurs de la Colombie-Britannique de façonner un produit pour répondre à la demande de pointe extrême, soit du milieu de l'après-midi au début de la soirée.

Prix à l'importation

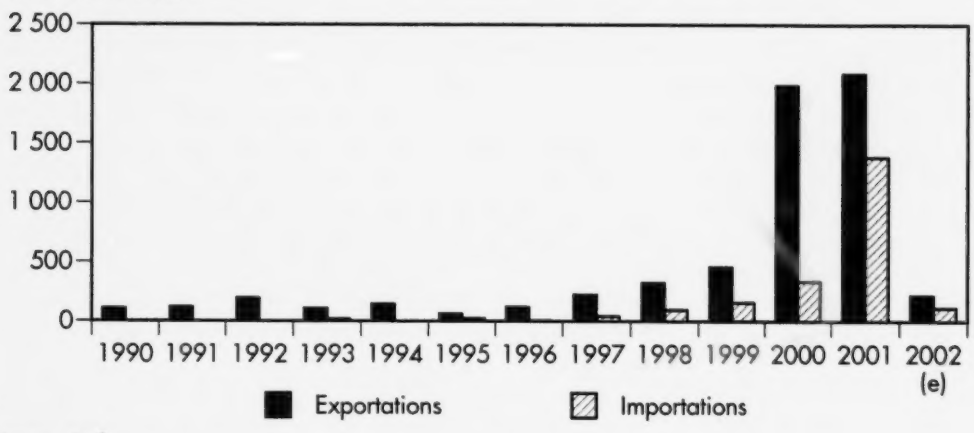
Les prix à l'importation dans la province de la Colombie-Britannique ont également suivi la courbe des prix de gros aux États-Unis. Ils ont toutefois eu tendance à être inférieurs aux prix à l'exportation en raison de la capacité des exportateurs de la province de mettre leur réseau hydraulique à contribution pour effectuer des importations pendant les périodes creuses. Les prix à l'exportation ayant été supérieurs aux prix à l'importation, la Colombie-Britannique a été en mesure de réaliser un important excédent commercial dans ses échanges d'électricité avec les États-Unis, même en 2001, année où les exportations d'électricité ont été inférieures aux importations (figure 3.1.3).[1]

3.1.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province

Les prix de l'électricité à l'importation et à l'exportation étant déterminés par la concurrence qui se livre sur les marchés de gros régionaux, ils peuvent fluctuer énormément. En revanche, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) fixe les prix de détail, qui demeureront gelés jusqu'au 31 mars 2003. BC Hydro, qui dessert la majorité du secteur résidentiel, a été en mesure de maintenir

FIGURE 3.1.3

Coût des importations et revenus d'exportation en Colombie-Britannique



Source : ONÉ

1 Les chiffres réels et estimatifs proviennent de données soumises à l'ONÉ. Ils pourraient être révisés une fois terminée l'enquête sur les activités du marché californien en 2000 et 2001.

des prix fixes et relativement bas en versant une partie du produit de ses ventes à l'exportation dans un compte de stabilisation des tarifs.

En vertu des dispositions de la nouvelle politique énergétique de la Colombie-Britannique, BC Hydro sera de nouveau assujettie à la réglementation de la BCUC. Bien qu'il soit difficile à l'heure actuelle de prévoir quelle sera l'incidence de cette décision sur les prix à la consommation, le document de politique laisse entendre que les frais d'entretien et les dépenses d'investissement dans de nouvelles installations de production et de transport pourraient exercer des pressions à la hausse sur les prix. Quoi qu'il en soit, les consommateurs continueront de bénéficier des avantages découlant du commerce de l'électricité et du faible coût de la production hydroélectrique existante. La réglementation axée sur le rendement (le soi-disant « pacte patrimonial ») ainsi que les économies qui seront réalisées grâce au recours à des producteurs indépendants pour construire de nouvelles installations de production, y compris, éventuellement, de grandes installations hydroélectriques[1], devraient également créer des avantages supplémentaires.

3.1.5 *Facteurs influant sur les activités commerciales futures*

En raison de leur capacité d'importation et d'exportation, la Colombie-Britannique et les États-Unis ont l'avantage de disposer d'électricité au besoin, ce qui leur permet de tirer parti des possibilités économiques découlant de la diversité quotidienne et saisonnière. Dans l'avenir, la hausse des exportations de la province sera tributaire de l'accroissement de la production par rapport à la demande intérieure et de l'accès aux marchés d'exportation.

La nouvelle politique énergétique de la Colombie-Britannique, qui favorise l'aménagement de nouvelles installations de production par le secteur privé, pourrait fort bien influer sur ces tendances. De plus, avec la création de la BC Hydro Transmission Corporation, entité distincte de BC Hydro, la politique promulgue également un meilleur accès au réseau de distribution d'électricité de la province et la participation des producteurs d'électricité indépendants aux marchés de gros américains.

La participation de la Colombie-Britannique à l'OTR de l'Ouest pourrait également encourager les échanges. Telle qu'elle est proposée, l'OTR de l'Ouest serait formée de l'ensemble ou d'une partie de huit États et pourrait inclure la Colombie-Britannique, qui a participé à la demande déposée auprès de la FERC[2] par l'OTR de l'Ouest. L'issue de ce dossier demeure toutefois incertaine en raison du moment où a été formée l'ORT de l'Ouest et, bien que la Colombie-Britannique se soit jointe au groupe de demandeurs par l'entremise de BC Hydro, les modalités de sa participation n'ont pas encore été négociées.

Sauf en ce qui concerne l'évolution du dossier relatif à l'OTR de l'Ouest, on s'entend de plus en plus pour dire que l'accroissement de l'envergure de l'infrastructure de transport suscite des problèmes d'ordre régional - y compris certaines questions qui devront être étudiées, notamment la fiabilité, la faisabilité commerciale et la répartition des coûts - qui nécessitent la coordination des réseaux électriques d'un bout à l'autre de l'Ouest des États-Unis et de l'Ouest canadien. Des études sur cette

1 *Energy For Our Future: A Plan for BC*, novembre 2002, p. 27-30, 37. La politique prévoit la tenue d'une audience publique au sujet des tarifs de BC Hydro d'ici la fin de l'exercice 2003-2004. La mise en oeuvre du plan est prévue d'ici 2004.

2 Communiqué de la FERC, 18 septembre 2002. L'OTR de l'Ouest est composée des États suivants, Washington, Oregon, Idaho, Montana, Nevada, Utah, Wyoming, et d'une petite partie du Nord de la Californie près de la frontière de l'Oregon.

question[1] ont récemment été menées pour le compte des gouverneurs de l'Ouest, et BC Hydro a également réalisé une étude des changements qu'elle juge nécessaire.[2]

3.2 Territoire du Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

La vaste superficie et la faible population du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut ont empêché le développement de réseaux électriques intégrés. L'industrie de l'électricité est composée de petites centrales hydroélectriques, de turbines alimentées au mazout et de centrales thermiques desservant des localités éloignées et des installations industrielles du Nord. À l'heure actuelle, il n'y a aucune interconnexion avec les provinces ni aucun transfert externe d'électricité.

3.3 Alberta

Un marché de gros concurrentiel a vu le jour en Alberta en janvier 1996 au moment de la création de la bourse de l'électricité Power Pool of Alberta. Sauf quelques exceptions (production d'électricité à des fins de consommation interne), toutes les opérations en matière d'électricité, y compris les importations et exportations internationales ainsi que les transferts interprovinciaux, doivent être effectuées par l'intermédiaire de cette bourse. L'Alberta a achevé la restructuration de son marché le 1er janvier 2001 en ouvrant le marché de détail à la concurrence.

L'Alberta produit la plus grande partie de son électricité à partir du charbon (76 % en 2001). Le gaz naturel a porté sa part du bilan énergétique à 20 % et le prix du gaz joue désormais un rôle déterminant dans l'établissement des prix à la bourse de l'électricité. Le reste de l'électricité est produite au moyen de ressources renouvelables telles que la biomasse, le vent et l'énergie hydraulique. Durant la période 1998-2001, environ 2 000 MW produits en grande partie à partir du gaz naturel ont été ajoutés à la capacité, ce qui représente une augmentation totale de 23 %. Des projets que l'on propose d'achever durant la période 2002-2006[3] permettront à l'Alberta d'ajouter 5 700 MW produits au moyen du gaz naturel, du charbon, du vent, de l'eau et de la biomasse.

3.3.1 Interconnexion des réseaux de transport

Outre sa production intérieure, l'Alberta comble ses besoins auprès de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et des États-Unis. Grâce à l'interconnexion de leurs réseaux, l'Alberta et la Colombie-Britannique se livrent quotidiennement à d'importants échanges d'électricité, tirant ainsi partie de leurs techniques de production distinctes. L'Alberta importe de l'électricité pendant les périodes de pointe, surtout en fin d'après-midi et en début de soirée, et retourne ensuite de la puissance à la Colombie-Britannique durant les périodes creuses. Ainsi, les installations de l'Alberta, qui sont principalement composées de centrales thermiques, sont en mesure de fonctionner à un rythme relativement constant (et par le fait même, d'une manière plus efficace) pendant toute la journée, tandis que le réseau de la Colombie-Britannique, constitué essentiellement de centrales hydroélectriques, peut être mis à contribution durant les périodes de pointe et permettre à la province d'emmagasiner de l'eau dans ses réservoirs pendant la nuit.

1 *Financing Electricity Expansion in the West, A Report to the Western Governors*, février 2002 et *Conceptual Plans for Electricity Expansion in the West, A Report to the Western Governors' Association*, août 2001.

2 *A Briefing on BC Hydro's Transmission Capacity Requirements*, septembre 2002.

3 Ministère de l'Énergie de l'Alberta, juillet 2002.

L'Alberta n'ayant pas de liaison directe avec les États-Unis, la province accède principalement aux marchés de gros américains par le biais de son interconnexion au réseau de transport de la Colombie-Britannique (figure 2.2). L'interconnexion avec la Saskatchewan lui procure aussi un accès indirect aux États-Unis. Bien que la Colombie-Britannique et la Saskatchewan jouissent de la réciprocité d'accès, on a laissé entendre que les exportations de l'Alberta vers les États-Unis sont restreintes par la congestion du réseau albertain et des contraintes sur les réseaux de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. C'est une des raisons pour lesquelles il a été proposé d'aménager une ligne de transport commerciale, c'est-à-dire physiquement indépendante du réseau de transport réglementé et dont les droits et les tarifs seraient négociés entre les expéditeurs et les propriétaires de la ligne.[1]

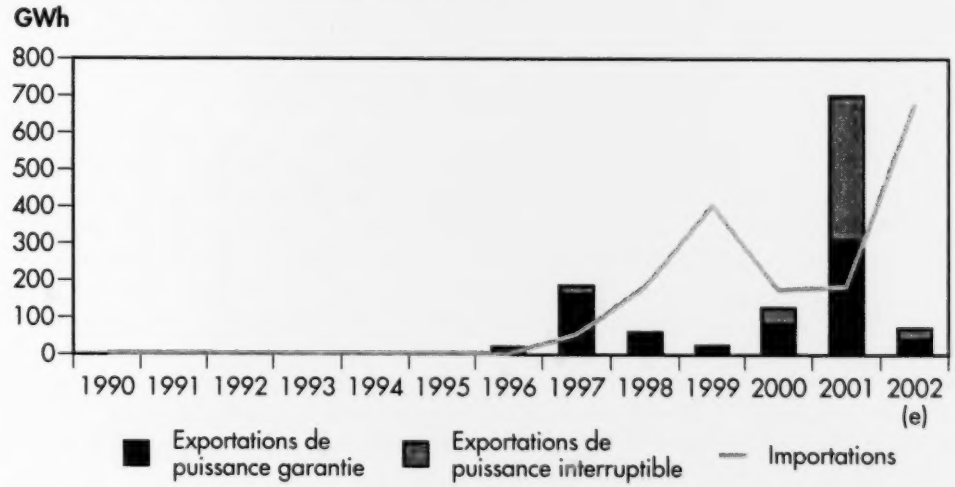
3.3.2 *Exportations et importations*[2]

Exportations

Instituée en 1996, la réciprocité d'accès aux réseaux de transport, qui a permis à l'Alberta d'accéder au marché américain par le biais du réseau de transport de la Colombie-Britannique (BC Hydro), est le principal facteur ayant influé sur les exportations d'électricité de l'Alberta. Après une augmentation initiale qui les a portées à 200 GWh en 1997, les exportations ont chuté au cours des deux années suivantes, période pendant laquelle la demande intérieure était à la hausse mais non la production (figure 3.3.1). La tendance s'est renversée en 2000 et, en 2001, les exportations ont bondi, passant à presque 700 GWh en raison de la demande suscitée par la crise de l'électricité en Californie, surtout à la fin de 2000 et au début de 2001, qui a été satisfaite grâce à la mise en service de nouvelles installations de production en Alberta. Durant cette période, les exportations supplémentaires ont été en grande partie constituées de puissance interruptible (non garantie).

FIGURE 3.3.1

Exportations et importations de l'Alberta



Source : ONÉ

1 Une proposition concerne le projet Northern Lights, qui vise à acheminer dans la région du cours moyen du fleuve Columbia, dans l'État de Washington, de l'électricité produite dans la région de Fort McMurray.

2 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation font référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

Les exportations ont fléchi en 2002 en raison du rajustement de l'offre et de la demande en Californie à la fin de 2001 et des conditions hydrauliques très favorables dans la région Nord-Ouest du Pacifique, particulièrement au cours de l'année 2002.

En 2001, l'Alberta a exporté l'équivalent de 1 % de sa production principalement dans les États de Washington et de la Californie. Les sociétés ENMAX (entreprise de service public de la ville de Calgary) et Aquila Canada ont été les principaux exportateurs, tandis que Duke Energy et Enron Capital & Trade ont exporté des quantités relativement petites d'électricité.

Importations

La réciprocité d'accès aux réseaux de transport a également contribué à rehausser la capacité d'importation de l'Alberta. Les importations ont progressé, notamment en 1998 et en 1999, en raison de l'augmentation de la demande dans la province, mais ont reculé au moment où la nouvelle production intérieure a commencé à influer sur l'équilibre de l'offre et de la demande. Les importations d'électricité ont bondi sensiblement en 2002, les importateurs ayant tiré avantage de la faiblesse des prix dans la région du Nord-Ouest du Pacifique.

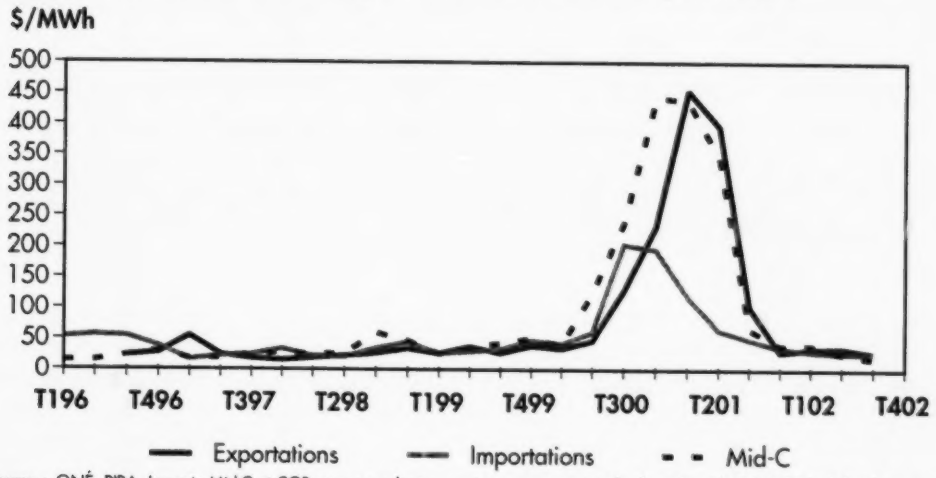
3.3.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation[1]

Prix à l'exportation

Les prix à l'exportation ont varié de 20 $ à 50 $ le MWh au cours de la seconde moitié des années 1990 (figure 3.3.2). Bien que la liaison soit indirecte par le biais du réseau de BC Hydro, les prix à l'exportation ont généralement suivi les fluctuations des prix dans la région Nord-Ouest du Pacifique (prix au Mid-C) et des prix affichés en Californie[2]. Durant la période 2000-2001, les prix à

FIGURE 3.3.2

Prix à l'importation et à l'exportation en Alberta c. prix Mid-C



Source : ONÉ, PIRA. Les prix Mid-C et COB correspondent aux prix moyens en période de pointe (de 7 h à 23 h du lundi au samedi).

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

2 Voir le chapitren 3.1.3.

l'exportation en Alberta étaient liés aux prix élevés en Californie, qui ont varié en moyenne de 350 $ à 450 $ le MWh, sur une base trimestrielle, avant de se replier aux niveaux précédents.

Prix à l'importation

Les prix à l'importation ont également suivi la courbe des prix de gros dans l'Ouest des États-Unis. D'une manière générale, ils étaient comparables aux prix à l'exportation, exception faite des années 2000 et 2001, où ils ont grimpé au-delà des prix à l'exportation avant de chuter considérablement en-deça de ces prix. Initialement, durant cette période, l'Alberta a augmenté ses importations afin de répondre à la demande et a dû payer des prix plus élevés. Les prix à l'importation ont ensuite fléchi, la demande d'importations ayant diminué.

En bout de ligne, le commerce de l'électricité et les prix en 2001 ont donné lieu à un excédent appréciable des revenus d'exportation sur les coûts d'importation de plus de 200 millions de dollars (figure 3.3.3). Les coûts d'importation ayant dépassé les revenus tirés des exportations en 2002, on prévoit un faible déficit pour l'année.

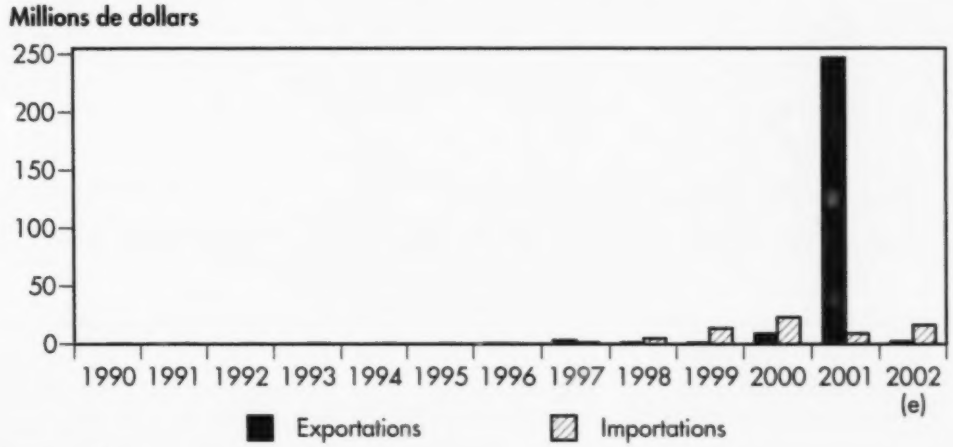
3.3.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province

La restructuration des marchés en Alberta fait en sorte que les consommateurs peuvent désormais choisir entre un certain nombre de fournisseurs d'électricité. Toutefois, le prix payé par ces derniers est essentiellement fondé sur le prix déterminé à la bourse de l'électricité, les charges de transport et de distribution ainsi que de frais divers (facturation, administration et droits d'accès municipaux pour l'utilisation de l'emprise des lignes de distribution).

Les prix négociés à la bourse de l'électricité font suite au jeu des offres d'achat et de vente que soumettent les participants au marché. L'offre de vente la plus basse relativement à la dernière unité de production requise pour répondre à la demande détermine le prix à la bourse de l'électricité. Des analyses comparatives des prix à l'exportation et à l'importation donnent à penser que l'évolution des prix aux États-Unis influe sur le prix négocié à la bourse de l'électricité (figure 3.3.4), comme ce fut le cas lors de la flambée des prix en Californie durant la période 2000-2001.

FIGURE 3.3.3

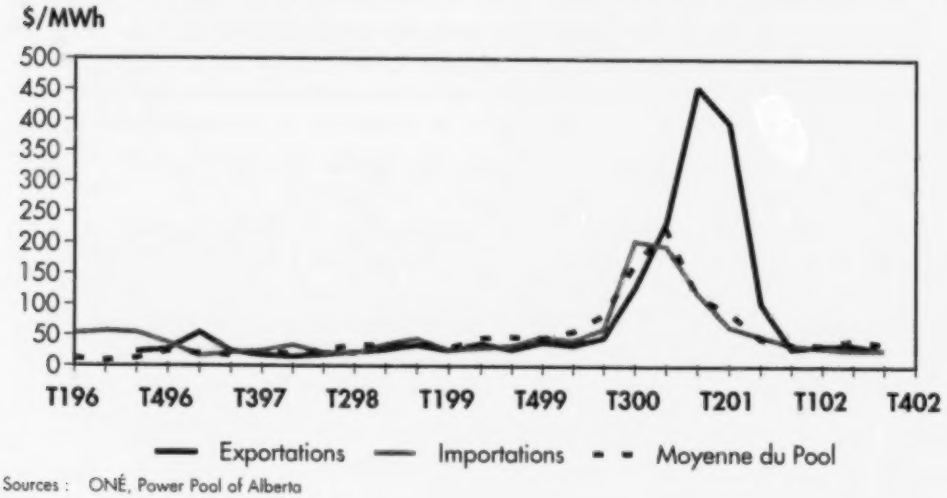
Coût des importations et revenus d'exportation en Alberta



Source : ONÉ

FIGURE 3.3.4

Prix à l'importation et à l'exportation en Alberta c. prix Power Pool of Alberta



Sources : ONÉ, Power Pool of Alberta

Avant décembre 2000, le prix négocié à la bourse de l'électricité pouvait être déterminé par les prix à l'importation en raison du mécanisme d'établissement des prix utilisé. Des modifications ont toutefois été apportées à ce mécanisme de sorte qu'une charge supplémentaire est désormais ajoutée au prix établi à la bourse pour rendre compte du coût différentiel des importations. En procédant ainsi, on répartit le coût des importations sur toutes les opérations traitées à la bourse, ce qui modifie l'incidence des importations d'électricité à prix plus élevé.

L'effet des exportations sur le prix négocié à la bourse de l'électricité est toutefois moins net. Si les prix à l'exportation, qui sont établis dans le cadre d'arrangements bilatéraux par exemple, étaient supérieurs au prix négocié à la bourse, les exportateurs pourraient choisir d'offrir de l'électricité à prix nul afin d'assurer qu'elle est acheminée aux clients des marchés d'exportation. Bien que le prix plus élevé ne serait pas « visible » à la bourse parce que l'offre du proposant n'aurait aucune incidence sur le prix qui y serait négocié, on constaterait un mouvement à la hausse de ce prix, car il faudrait faire appel aux installations intérieures, à un coût croissant, pour répondre à la demande sur le marché de la bourse. De plus, les autres participants pourraient modifier leur stratégie d'achat si l'occasion d'exportation leur était connue. Un marché à l'exportation vigoureux aurait tendance à exercer des pressions à la hausse sur le prix négocié à la bourse de l'électricité, mais cette tendance pourrait être tempérée dans la mesure où l'accès au marché d'exportation était restreint, par exemple, par le manque de disponibilité sur les lignes de transport.

Afin de protéger les clients résidentiels ainsi que les petites entreprises commerciales et industrielles contre la volatilité du prix établi à la bourse, les entreprises de service public locales (p. ex. EPCOR, ENMAX et ATCO) leur offrent une option de tarif réglementé. Par exemple, en 2002, la composante énergie du tarif payé par les clients résidentiels desservis par ENMAX était de 6,1 cents le KWh (soit 61 $ le MWh)[1]. Les clients résidentiels peuvent également opter pour un prix fixe pendant une période fixe, deux à trois ans par exemple, ou prendre des arrangements semblables auprès d'autres fournisseurs d'électricité. L'option de tarif réglementé ne s'adresse pas aux grandes entreprises industrielles et commerciales, mais ces dernières peuvent atténuer le risque de prix grâce à des contrats bilatéraux ou des contrats sur le marché à terme Alberta Watt Exchange (Watt-Ex).

1 Si la consommation était de 700 kWh par mois, la charge d'énergie représenterait environ la moitié de la facture totale d'électricité.

3.3.5 *Facteurs influant sur les activités commerciales futures*

Il semble que la croissance des exportations d'électricité en Alberta dépendra principalement de l'accès aux lignes de transport. Il faudra remédier aux limites de capacité en Alberta et rehausser la capacité de transfert via la Colombie-Britannique ou la Saskatchewan. Dans le cadre de son évaluation annuelle des besoins futurs en matière de lignes de transport, la société qui gère le transport de l'électricité (ESBI Alberta)[1] a proposé un certain nombre d'options qui tiennent compte des ajouts futurs à la capacité de production et d'acheminement dans la province et aux points d'interconnexion interprovinciale. La répartition des coûts entre les marchés intérieur et d'exportation a fait l'objet des audiences qu'à tenues l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) au sujet de la gestion de la congestion au cours des deuxième et troisième trimestres de 2002. L'EUB a résolu que les exportateurs devront assumer entièrement le coût de toute nouvelle installation de transport nécessaire pour exporter de l'électricité.[2] En mai 2002, le gouvernement de l'Alberta a énoncé les cinq principes d'une stratégie en matière d'exportation, adoptant une position neutre relativement aux exportations tout en indiquant que les intérêts des consommateurs albertains seront protégés.[3]

Certains intervenants ont allégué qu'il serait possible de rehausser l'accès aux marchés d'exportation en faisant partie de l'OTR de l'Ouest. Quoiqu'en Alberta on soit en faveur de cette proposition (qui unirait les efforts du ministère de l'Énergie de la province, du Power Pool of Alberta et de la société de gestion du transport), le gouvernement ne s'y est pas associé officiellement. La planification à long terme du transport régional constituerait également une fonction importante de l'OTR. Les gouverneurs de l'Ouest ont commandité une étude récente qui reconnaît l'importance de la planification et se penche sur l'interdépendance des réseaux de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et des États de l'Ouest des États-Unis en vue du rehaussement de la fiabilité et de la capacité de transfert d'électricité dans la région toute entière.[4]

L'éventuel surplus d'électricité résultant des activités de cogénération dans la région de Fort McMurray, axe de la mise en valeur des sables bitumineux, pourrait contribuer à augmenter les exportations de l'Alberta de manière significative. Selon une proposition mise de l'avant, on pourrait acheminer de l'électricité dans la région du cours moyen du fleuve Columbia au moyen d'une ligne de transport commerciale (projet de transport Northern Lights).

3.4 Saskatchewan

La production, le transport et la distribution de l'électricité en Saskatchewan sont principalement assurés par la société Saskatchewan Power Corporation (SaskPower). La plus grande partie de l'énergie électrique produite dans cette province provient de centrales au charbon ainsi que de quelques centrales hydroélectriques; toutes sont situées à l'écart des zones peuplées. La production d'électricité à partir du gaz naturel est également à la hausse depuis quelques années. La politique énergétique de la Saskatchewan a toujours visé à pouvoir répondre à l'accroissement de la demande intérieure en développant les infrastructures nécessaires en conséquence. À quelques reprises, SaskPower a exporté ses surplus énergétiques à court terme; elle a parfois suppléé à ses propres besoins en recourant à des transferts interprovinciaux d'électricité en provenance du Manitoba et de

1 Le Power Pool of Alberta a intégré les activités de la ESBI en date du 25 octobre 2002.

2 Communiqué de la EUB, 5 novembre 2002. Les exportations comprennent les transferts interprovinciaux ainsi que l'électricité exportée vers les États-Unis.

3 Communiqué du gouvernement de l'Alberta, 29 mai 2002.

4 Voir le chapitre 3.1.5.

l'Alberta ainsi que par des importations provenant du Dakota du Nord, ceci afin de pouvoir répondre à des pénuries d'énergie imprévues. L'électricité produite en Saskatchewan, en Alberta et au Dakota du Nord est essentiellement d'origine thermique, contrairement à la production manitobaine qui, elle, est surtout d'origine hydroélectrique. La diversité de ces ressources, ajoutée aux phénomènes particuliers que constitue la forte demande en électricité en pointe hivernale au Canada et en pointe estivale aux É.-U., fournissent de bonnes occasions pour stimuler le commerce de l'énergie électrique entre la Saskatchewan et ses régions frontalières.

3.4.1 Interconnexion des réseaux de transport

La Saskatchewan et l'Alberta sont reliées par une ligne de transport en courant continu à 230 kV, dont la capacité de transfert est de 150 MW dans les deux sens. Les interconnexions avec le Manitoba comprennent trois lignes à 230 kV et deux lignes à 115 kV, pour une capacité de transfert totale de 475 MW de la Saskatchewan vers le Manitoba et de 450 MW en sens inverse. Une ligne à 230 kV relie la Saskatchewan au Dakota du Nord, avec une capacité de transfert de 215 MW de la Saskatchewan vers le Dakota du Nord et de165 MW en sens inverse.[1]

3.4.2 Exportations et importations[2]

Exportations

À partir de 1996, alors que la réciprocité d'accès aux réseaux de transport d'énergie était mise en œuvre aux É.-U., la tendance en Saskatchewan était plutôt aux exportations. Un accès plus aisé aux marchés des É.-U. a permis d'enregistrer des ventes d'énergie garantie (figure 3.4.1).

En 2001, SaskPower était la seule société exportatrice de la Saskatchewan. La société NorthPoint Energy Solutions Inc., filiale de vente d'énergie et propriété exclusive de SaskPower, a repris les activités de SaskPower dans ce secteur à partir du 1er novembre 2001, cette date correspondant à l'ouverture du réseau de transport d'électricité de SaskPower et à la mise en application de son tarif de transport à réciprocité d'accès.

Importations

Jusqu'à 1997, la Saskatchewan présentait un bilan positif d'exportation d'électricité vers les É.-U. Toutefois, après que la réciprocité d'accès ait été mise en application dans les réseaux américains, les importations passèrent de moins de 100 GWh en 1996 à plus de 800 GWh en 2001. Bien que la production ait augmenté entre 1997 et 2002, une large part de la hausse de la demande énergétique de la Saskatchewan a été satisfaite par de l'énergie importée des É.-U.[3] La Saskatchewan importe également de l'électricité des É.-U. pour la revendre à l'Alberta.

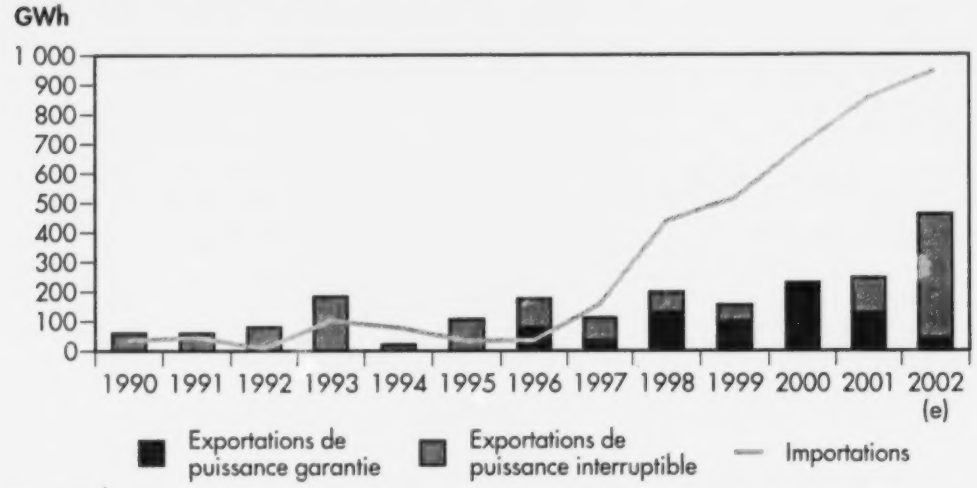
1 Capacités de transfert telles qu'elles étaient en novembre 2002; celles-ci sont régulièrement révisées et peuvent varier. En tout temps, la capacité de transfert dépend de la marge de fiabilité et des engagements pris en matière de transport d'électricité. L'interrelation entre l'énergie circulant du Manitoba vers la Saskatchewan et du Dakota du Nord vers la Saskatchewan signifie que les transferts, selon les capacités dont il est ici question, ne peuvent se faire simultanément. Source : SaskPower

2 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation font référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

3 En 2001, la production d'électricité suffisait à satisfaire 91 % de la demande énergétique. L'électricité importée des É.-U. a permis de combler presque entièrement le manque à gagner. Source : Statistique Canada, 57-001.

FIGURE 3.4.1

Exportations et importations de la Saskatchewan



Source : ONÉ

3.4.3 *Prix à l'exportation et prix à l'importation*[1]

Prix à l'exportation

En général, les prix obtenus pour les exportations en provenance de la Saskatchewan ont suivi la tendance des prix de gros obtenus dans les marchés adjacents des É.-U., tel qu'indiqué dans le tableau des prix ayant cours dans la partie nord du Mid-Continent Area Power Pool (MAPP). Cette corrélation est particulièrement évidente en 2000 et 2001, alors que les prix grimpaient sous l'influence de la crise californienne de l'énergie, pour ensuite redescendre une fois la crise passée (figure 3.4.2).

Prix à l'importation

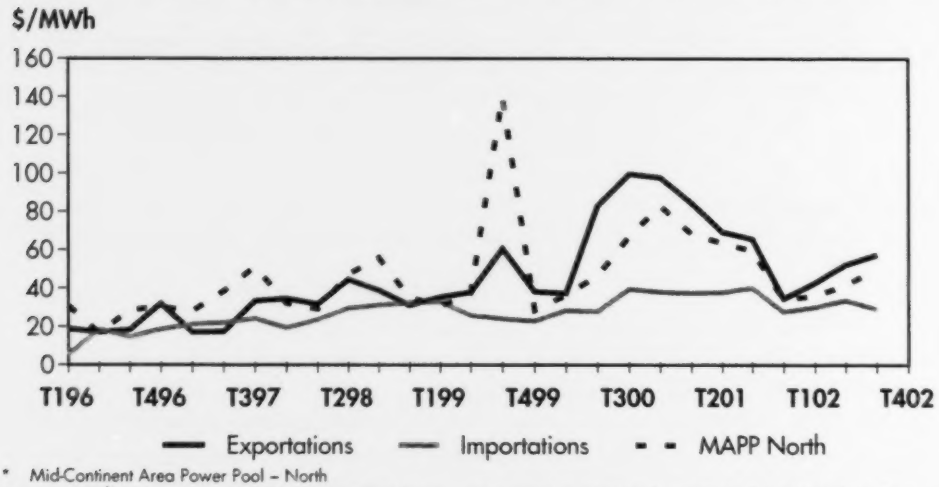
Depuis cinq ans, les prix à l'importation de l'électricité tendent à être beaucoup moins instables et élevés que les prix à l'exportation : ils se maintiennent entre 20 $ et 40 $ le MWh. Deux facteurs principaux contribuent à créer cette situation : d'abord les faibles coûts de production d'électricité aux É.-U. dans la région du MAPP, où l'électricité, pour l'essentiel, est produite dans des centrales au charbon; ensuite, les faibles coûts des importations d'électricité en période creuse, qui ne suivent pas l'élévation des prix à l'exportation.

Depuis quelques années, les facteurs combinés des tendances observées ainsi que les prix des exportations et des importations ont permis de générer des revenus totaux d'importation supérieurs aux revenus provenant des exportations; l'écart a été de l'ordre de 5 à 15 millions de dollars par année (figure 3.4.3).

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

FIGURE 3.4.2

Prix à l'importation et à l'exportation en Saskatchewan c. prix MAPP North*

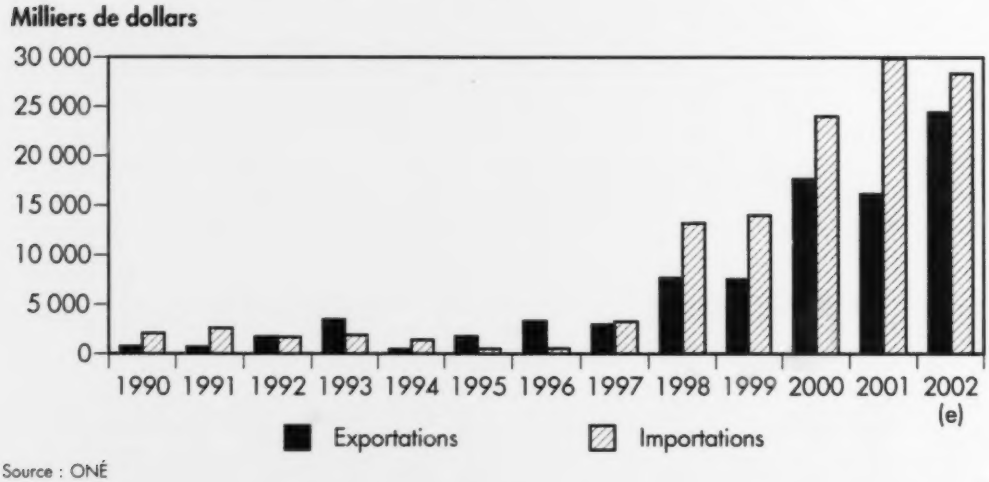


* Mid-Continent Area Power Pool – North

Sources : ONÉ, PIRA. Les prix MAPP-North correspondent aux prix moyens en période de pointe (de 7 h à 23 h du lundi au samedi).

FIGURE 3.4.3

Coût des importations et revenus d'exportation en Saskatchewan



Source : ONÉ

3.4.4 *Incidences sur les prix à la consommation dans la province*

En Saskatchewan, les prix payés par les consommateurs sont d'abord établis par SaskPower; ils sont ensuite étudiés par le Saskatchewan Rate Review Panel puis ils deviennent sujets à l'approbation du Cabinet. Des coûts d'importation d'énergie qui seraient supérieurs aux revenus générés par les exportations pourraient laisser supposer, toutes choses étant égales, que les tarifs intérieurs devraient être haussés afin de pouvoir récupérer ces sommes auprès des consommateurs d'électricité. Des coûts d'importation plus élevés payés par SaskPower n'expliqueraient que très partiellement l'augmentation tarifaire de 2 % qui a pris effet le 1er avril 2001, et ils justifieraient également, en partie, la hausse additionnelle de 4,5 % du 1er janvier 2002. Il s'agissait des premières hausses de tarif depuis 1994.[1]

1 Saskatchewan Power Corporation, Rapport annuel 2001.

SaskPower achète son énergie lorsque celle-ci est moins chère afin de contrebalancer le coût de la production d'électricité dans la province, ou encore pour revendre cette énergie ailleurs. Ce procédé permet de maintenir les hausses tarifaires intérieures à un niveau raisonnable.

3.4.5 *Facteurs influant sur les activités commerciales futures*

Depuis quelques années, la Saskatchewan présente un bilan énergétique déficitaire; la province a suppléé au déficit de sa propre production en utilisant ses interconnexions avec les É.-U. et les provinces voisines afin de pouvoir satisfaire sa demande énergétique intérieure. Si un autre mode de production économique voyait le jour en Saskatchewan, ou encore si elle accroissait ses transferts à faible coût depuis le Manitoba, les importations pourraient décliner au cours des prochaines années.

Il faut également prendre en considération les futures possibilités de production d'électricité dans la province; il semble qu'il serait dans l'intérêt de la Saskatchewan de s'assurer l'accès aux marchés des É.-U., tant au point de vue de l'exportation que de l'importation d'électricité. SaskPower a mis en application un tarif de transport à libre accès, permettant ainsi à des tiers d'accéder au réseau d'électricité provincial. La Saskatchewan pourrait profiter de ces avantages en s'associant à une OTR du Midwest américain, étant naturellement alignée sur cette région, comme par exemple le Midwest Independent System Operator (MISO). Toutefois, en date du mois de novembre 2002, la Saskatchewan n'avait pas encore demandé à faire partie du MISO.

3.5 Manitoba

Le Manitoba dispose d'abondantes ressources hydriques avec des installations hydroélectriques d'une capacité de l'ordre de 5 000 MW, produisant environ 95 % de l'énergie électrique de la province. Cela fait en sorte que les volumes d'exportation d'électricité de la province sont déterminés, en grande partie, par le niveau de ses réserves d'eau. Le Manitoba exporte environ 30 % de l'énergie électrique qu'il produit, soit par ses propres moyens ou par le biais de ses échanges énergétiques avec les États du Minnesota et du Dakota du Nord. Le Manitoba est la province canadienne qui, toutes proportions gardées, exporte le plus d'électricité.

3.5.1 *Interconnexion des réseaux de transport*

Le Manitoba est relié aux É.-U. par quatre lignes internationales de transport d'électricité. En 1970, une ligne de transport à 230 kV a été installée entre Winnipeg au Manitoba et Grand Forks au Dakota du Nord. Une seconde ligne à 230 kV reliant le Manitoba à Duluth au Minnesota a été construite en 1976. La capacité de transfert du Manitoba a par la suite été doublée en 1980 lorsqu'une ligne à 500 kV a été érigée pour relier d'autres installations au Minnesota. Hydro-Manitoba construit actuellement la portion manitobaine d'une ligne à 230 kV entre sa centrale de Glenboro dans le sud du Manitoba et Rugby au Dakota du Nord. Hydro-Manitoba, la société qui gère toutes les exportations d'électricité de la province, estime à 2 175 MW sa capacité maximale de transfert d'énergie avec le Mid-Continent Area Power Pool.

Le Manitoba dispose, en plus, de plusieurs interconnexions avec les provinces voisines : trois lignes à 230 kV et deux lignes à 115 kV reliant la province à la Saskatchewan (avec une capacité maximale de transfert d'environ 450 MW); deux lignes à 230 kV ainsi qu'une ligne à 115 kV entre le Manitoba et l'Ontario (avec une capacité maximale de transfert d'environ 300 MW). Les lignes interprovinciales fonctionnent plus près de leur capacité optimale de transfert que les lignes internationales; mais le Manitoba serait davantage susceptible de subir certaines contraintes lors d'arrangements commerciaux interprovinciaux, et surtout dans la mesure où les marchés interprovinciaux se développaient rapidement.

En février 2002, le Midwest Independent System Operator Inc. (MISO) s'est mis à fonctionner à pleine capacité et Hydro-Manitoba y a participé suite à la signature d'une entente de coordination. Cette entente de coordination stipulait qu'Hydro-Manitoba serait considérée comme membre virtuel du MISO car, à titre de société d'État, Hydro-Manitoba ne peut remettre le contrôle de ses installations dans les mains de sociétés étrangères. Le MISO facilitera l'accès d'Hydro-Manitoba aux activités menées en coordination avec d'autres partenaires ainsi que l'accès aux services de transport d'énergie des sociétés participantes du Mid-Continent Area Power Pool. Selon Hydro-Manitoba, la signature de l'entente de coordination évitera au Manitoba de devoir faire face à d'éventuelles barrières commerciales sur le marché de l'électricité aux É.-U.

3.5.2 *Exportations et importations*[1]

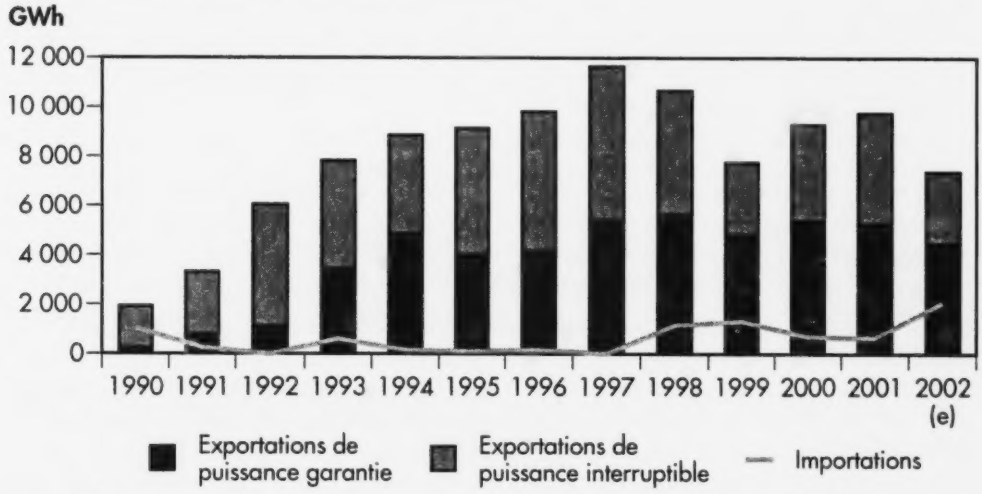
Exportations

À la fin des années 1980, la demande énergétique du Manitoba était sur le point de rejoindre l'offre disponible; on décida alors de construire la centrale hydroélectrique de Limestone afin de s'assurer que le Manitoba ne se retrouve pas en situation de pénurie d'énergie électrique. Les exportations d'électricité ont augmenté lorsque la centrale est entrée en service au début des années 1990 (figure 3.5.1). La consommation d'électricité s'accroissant toujours davantage, et du fait que la capacité hydroélectrique d'une nouvelle centrale augmente par tranches, il en résulte que des surplus d'électricité exportables deviennent alors parfois disponibles. Avec le temps, la demande augmente et les surplus diminuent; on doit alors construire des installations pour répondre à la nouvelle demande.

De 1994 à 2002, les exportations annuelles étaient en moyenne de 9 400 GWh, avec des fluctuations causées principalement par la variation des niveaux d'eau. Par exemple, les inondations qui ont touché le Manitoba en 1997 ont eu pour conséquence de faire monter les niveaux des réserves d'eau jusqu'à 1998; cela a permis d'accroître la quantité d'électricité disponible à des fins d'exportation, quantité qui a atteint

FIGURE 3.5.1

Exportations et importations du Manitoba

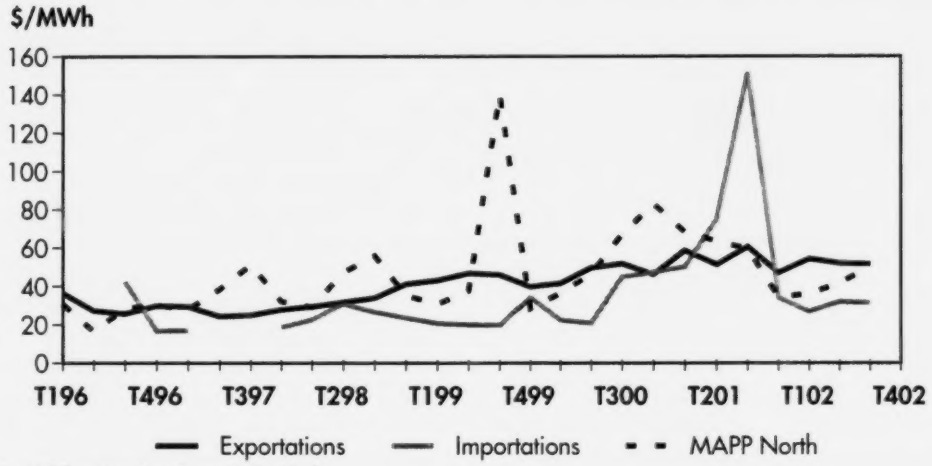


Source : ONÉ

1 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation font référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

FIGURE 3.5.2

Prix à l'importation et à l'exportation au Manitoba c. prix MAPP North*



* Mid-Continent Area Power Pool – North

Sources : ONÉ, PIRA. Les prix MAPP-North correspondent aux prix moyens en période de pointe (de 7 h à 23 h du lundi au samedi).

près de 12 000 GWh en 1997. En 1999, par contre, les niveaux d'eau étaient si bas que la province a dû réduire ses exportations et importer de l'électricité pour répondre aux besoins des Manitobains. Le niveau peu élevé des réserves d'eau en 2002 a aussi occasionné des baisses d'exportations.

En hiver, la charge du réseau électrique du Manitoba est supérieure de l'ordre d'environ 1 000 MW par rapport à sa charge estivale. Ainsi, avec des réserves d'eau normales, le Manitoba dispose d'excédents d'énergie hydroélectrique pendant l'été. Cette saison constitue une période de pointe sur le marché américain voisin en raison des besoins d'énergie électrique supplémentaires nécessaires à la climatisation. De même, les exportations nettes d'électricité ont tendance à être plus fortes au troisième trimestre alors qu'elles sont à leur niveau le plus bas au cours du premier trimestre.

Au début des années 1990, les exportations d'électricité du Manitoba consistaient essentiellement en des ventes d'énergie interruptible. Au milieu des années 1990, la situation a changé, si bien que la province exportait des quantités à peu près égales d'électricité garantie et d'électricité interruptible. Depuis 1998, les ventes garanties comptent pour environ 60 % des ventes globales et les ventes interruptibles pour 40 % environ. Les revenus d'exportation constituent une grande part des revenus en électricité de la province et les contrats de ventes garanties permettent d'assurer une certaine stabilité à cet égard.

Importations

Le Manitoba importe peu d'électricité, soit environ un dixième de l'énergie qu'il exporte. Les importations d'électricité, de même que les exportations, permettent au Manitoba et à ses partenaires commerciaux de profiter du partage des réserves d'énergie et de la coordination des activités de planification et d'exploitation. Le partage des réserves d'énergie signifie que des ententes relatives au soutien mutuel en matière de production sont signées, permettant ainsi de réduire ou de différer les besoins de construire de nouvelles centrales. La coordination de la planification et de l'exploitation demande la coopération de différents services, surtout dans les domaines de la planification des installations électriques, du fonctionnement et de l'entretien, ceci en vue de réduire les besoins en investissement et mieux répartir les interruptions de service pour fins d'entretien dans le but d'assurer un rendement optimum du réseau.

3.5.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation[1]

En général, les prix de gros à l'exportation et les prix à l'importation du Manitoba sont comparables à ceux du MAPP-N, la partie nord du Mid-Area Continent Power Pool (figure 3.5.2). Environ 95 % des exportations du Manitoba se font par l'entremise de contrats bilatéraux. Le caractère de longue durée de ces contrats fait en sorte que le Manitoba ne subit pas les fluctuations du marché au comptant, si bien que le prix moyen de ses exportations est plus stable que les prix affichés par le MAPP-N.

Prix à l'exportation

Le Mid-Continent Area Power Pool est le marché d'exportation du Manitoba. Le marché du MAPP se caractérise par des coûts de production peu élevés, et donc, de coûts comparativement inférieurs à ceux en vigueur dans des régions comme New York ou la Californie. Aux É.-U., les services de production d'énergie produisent de l'électricité à bas prix à partir du charbon et, grâce à la faible densité de population, l'implantation des infrastructures n'est pas aussi problématique qu'elle ne l'est ailleurs. Pour ces raisons, le prix moyen des exportations d'électricité du Manitoba se situe généralement sous la moyenne. De 1990 à 2002, les prix à l'exportation du Manitoba ont grimpé d'une moyenne de 18 $ le MWh à environ 51 $ le MWh.

Prix à l'importation

En règle générale, le prix moyen des importations d'électricité du Manitoba est inférieur au prix moyen des importations canadiennes car le Manitoba dispose de ressources hydriques abondantes pour répondre à ses besoins énergétiques; la province a donc tendance à n'importer de l'électricité que lorsque le prix est bas, et ce, habituellement en dehors des périodes de pointe. Depuis 1990, le prix annuel moyen des importations d'électricité se situe généralement en dessous de 30 $ le MWh.

3.5.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province

La majeure partie de l'électricité produite au Manitoba provient de projets hydroélectriques dont les coûts d'investissement sont élevés mais dont les coûts marginaux liés à la production sont plutôt faibles. Le Manitoba produit un excédent d'énergie hydroélectrique à coût réduit, l'exporte et utilise les revenus ainsi réalisés pour réduire les frais fixes payés par les consommateurs manitobains. Les revenus d'exportation ont augmenté grâce à des prix plus élevés sur le marché, mais aussi grâce aux quantités d'énergie supplémentaires résultant de la production de surplus (figure 3.5.3).

La stratégie d'économie d'énergie d'Hydro-Manitoba (Power Smart) vise à inciter les consommateurs de la province à utiliser l'électricité de manière plus judicieuse afin de pouvoir amasser des surplus et les exporter par la suite. Les exportations d'électricité peuvent réduire les frais d'énergie facturés aux Manitobains jusqu'à 30 %. Hydro-Manitoba affirme que ses taux généraux sont les plus bas au Canada et parmi les plus faibles au monde.

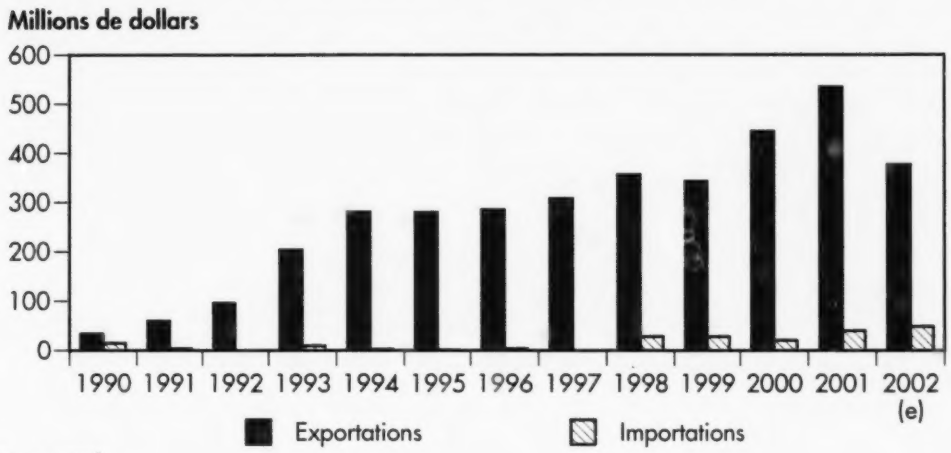
3.5.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures

Hydro-Manitoba étudie présentement deux projets hydroélectriques qui lui permettraient de profiter de marchés stables et lucratifs aux É.-U. et au Canada; ces projets sont la construction d'une centrale

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

FIGURE 3.5.3

Coût des importations et revenus d'exportation au Manitoba



Source : ONÉ

électrique à Wuskwatim d'une capacité de 200 MW et le projet de Gull, une centrale de 620 MW. Ces projets, encore à l'étude, ne seront pas complétés avant plusieurs années, mais les excédents d'électricité disponibles pourraient être exportés si des réseaux adéquats de transport électrique étaient disponibles.

L'achat d'énergie hydroélectrique dans le but de satisfaire aux normes régissant les portefeuilles d'énergie renouvelable pourrait s'avérer intéressant pour les entreprises de service public des É.-U. La mise en application de l'accord de Kyoto pourrait favoriser les ventes d'électricité au Canada si les producteurs d'énergie canadiens prenaient les mesures nécessaires pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.

3.6 Ontario

L'Ontario importe actuellement de l'électricité pour répondre à ses besoins en période de pointe et exporte de l'électricité pour générer des revenus additionnels quand la demande et les prix sont élevés aux É.-U. Bien que la province ait exporté jusqu'à 9 % de sa production électrique (en 1994), la moyenne des exportations et des importations atteint seulement 2 % de l'électricité produite, et ce, depuis la fermeture temporaire de plusieurs centrales nucléaires en 1997.

3.6.1 Interconnexion des réseaux de transport

La Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) estime que l'Ontario dispose d'une capacité de transport interconnectée de 6 000 MW avec d'autres provinces et des États américains. Les connexions avec l'État de New York comprennent deux lignes à 69 kV, une ligne à 115 kV, quatre lignes à 230 kV et deux lignes à 345 kV. L'Ontario est reliée au Michigan par une ligne à 120 kV, une ligne à 230 kV et deux lignes à 345 kV, ainsi qu'au Minnesota par une ligne à 115 kV. Les statistiques antérieures montrent qu'il y a eu des périodes limitées de contraintes de transport sur les lignes internationales. Cela signifie que l'Ontario peut accroître le volume de ses exportations vers les É.-U. pendant les périodes d'écart de prix, dans la mesure où la capacité de production le permet. L'Ontario possède aussi des interconnexions avec les provinces voisines : deux lignes à 230 kV et une ligne à 115 kV reliée au Manitoba; et cinq lignes à 230 kV ainsi que quatre lignes à 115 kV reliées au Québec.

L'Ontario chevauchant le Nord-Est et le Midwest des É.-U., la SIGMÉ a poursuivi des discussions avec les OTR potentielles de ces deux régions. Elle croit que l'allocation des fonctions d'une OTR serait simplifiée si le modèle de conception normalisée du marché de la FERC était adopté. Bien que l'Ontario doive effectuer certaines modifications afin d'être pleinement compatible avec l'une ou l'autre de ces OTR, elle profiterait de plusieurs avantages, parmi lesquels : des réserves partagées, l'ordonnancement coordonné des opérations, l'élimination des tarifs de transport à l'exportation, la planification coordonnée, l'évaluation conjointe des projets d'interconnexion en région frontalière et un marché commun de l'énergie à 24 heures. L'Ontario réduirait les barrières commerciales actuelles et futures qui la séparent des É.-U. en se joignant à l'une ou l'autre, ou encore les deux OTR ou en coordonnant ses activités avec elles.

Les sociétés Hydro One et TransÉnergie ont proposé le Lake Erie Link Project, un projet de câble sous-marin reposant au fond du lac Érié et reliant le réseau électrique ontarien aux réseaux de la Pennsylvanie et/ou de l'Ohio. Les promoteurs du projet ont étudié les propositions des soumissionnaires reçues lors de la première phase de l'appel de soumissions, et ils ont décidé de reporter l'échéancier actuel du projet ainsi que le travail de développement associé à un tel projet, ceci afin de permettre aux discussions avec les acheteurs potentiels de suivre leur cours. On ne sait pas encore si le projet sera viable d'un point de vue commercial.

3.6.2 *Exportations et importations*[1]

Exportations

La majeure partie des exportations d'électricité de l'Ontario consiste en ventes d'énergie interruptible sur le marché au comptant. Seule la vente d'une petite partie de l'énergie de la province est garantie, soit environ 300 GWh par année. Dans le passé, les exportations ont été au plus fort durant le troisième trimestre afin de pouvoir subvenir aux besoins de climatisation des É.-U. Toutefois, les tendances de consommation de l'Ontario ont changé à cause de l'utilisation croissante de la climatisation dans la province. Bien que l'on note toujours l'existence d'une pointe hivernale associée à la demande d'électricité ontarienne, la demande intérieure atteint maintenant son maximum l'été, réduisant ainsi les quantités d'énergie disponibles pour l'exportation.

Au début des années 1990, l'Ontario disposait en général d'une capacité excédentaire grâce à ses nouvelles installations, telle la centrale nucléaire de Darlington, ainsi qu'une demande intérieure plus faible que prévu. En 1997, Ontario Power Generation a fermé temporairement quatre unités de production nucléaire à la centrale de Bruce A et quatre à Pickering A dans le cadre du réaménagement de son programme nucléaire[2]. Les niveaux d'exportation d'énergie interruptible ont diminué après les fermetures temporaires pour se situer aux environs de 3 300 GWh par année, de 1997 à 2002 (figure 3.6.1). Pendant ces années, la province a alterné entre l'exportation nette et l'importation nette en raison de l'équilibre serré de son offre et de sa demande.

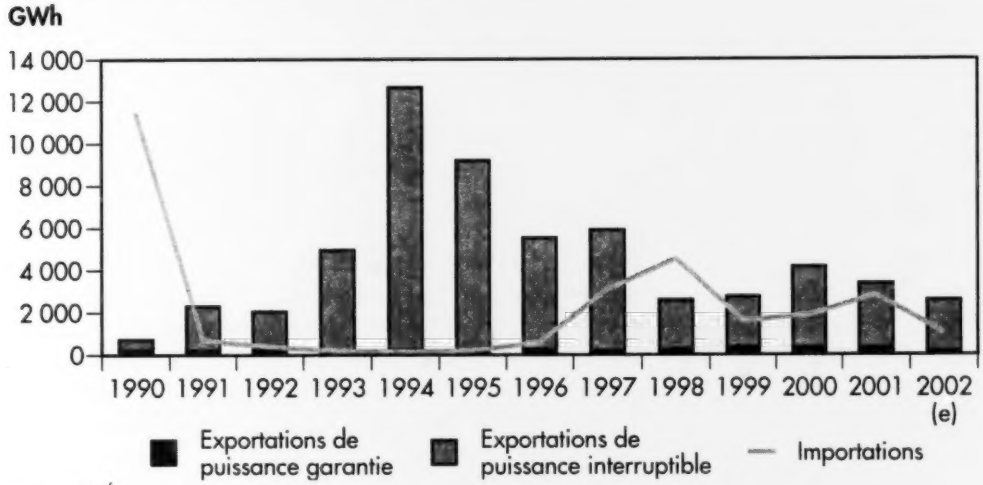
L'hydroélectricité relativement bon marché en provenance du Manitoba et du Québec et vendue en Ontario peut suppléer à l'électricité susceptible d'être exportée vers les É.-U. L'Ontario est parfois exportatrice nette d'électricité aux É.-U. alors que ses importations nettes sont plus importantes considérant les échanges d'énergie entre les provinces.

1 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation font référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

2 La capacité globale de ces huit unités est de 5 100 MW. Sans que le calendrier de remise en service soit établi définitivement, les plans prévoient qu'une capacité de 3 500 MW sera remise en service (deux unités de Bruce A ne figurent pas dans cette prévision).

FIGURE 3.6.1

Exportations et importations de l'Ontario



Source : ONÉ

Importations

En 1990, l'Ontario a importé près de 12 TWh d'électricité pour contrecarrer la baisse de production des centrales nucléaires causée par l'arrêt de plusieurs unités. Les importations ont baissé de 1991 à 1996, alors que l'Ontario disposait d'une capacité de production excédentaire. Par suite de la fermeture temporaire des centrales nucléaires en 1997, l'Ontario a de nouveau augmenté ses importations afin de satisfaire à sa demande intérieure. De 1997 à 2002, les importations annuelles étaient en moyenne de 2 500 GWh, comparativement à 300 GWh par an au cours des cinq années précédentes.

Les importations ont traditionnellement été plus élevées au quatrième trimestre, ce qui correspond à la période de pointe liée au chauffage d'hiver. Ce schéma variera vraisemblablement en fonction de la nouvelle demande estivale ontarienne. En 2001 par exemple, les importations ont culminé au troisième trimestre ainsi que de juin à septembre 2002, pour permettre aux Ontariens de répondre à la demande de climatisation alors qu'une vague de chaleur frappait la province.

3.6.3 *Prix à l'exportation et prix à l'importation*[1]

Les prix de l'énergie interruptible à l'importation et à l'exportation correspondent généralement aux prix de gros ayant cours dans l'Ouest de l'État de New York et dans l'interconnexion PJM. Depuis l'ouverture du marché administré par la SIGMÉ, les prix sur ce marché ont également suivi les tendances des prix de gros des marchés américains adjacents (figure 3.6.2).

Prix à l'exportation

Dans la première moitié des années 1990, les prix à l'exportation étaient inférieurs au prix à l'importation. Cela indique que l'Ontario vendait de l'énergie en période creuse, alors que les prix étaient

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

proportionnellement plus bas. La composition des modes de production d'énergie de l'Ontario comprend plusieurs installations nucléaires et thermiques qui fonctionnent sans arrêt, occasionnant des surplus d'énergie qui deviennent alors disponibles pour l'exportation pendant les périodes creuses. À la suite des fermetures temporaires de centrales nucléaires survenues en 1997, le prix à l'exportation ont grimpé au point de dépasser les prix à l'importation. De 1990 à 1997, la moyenne des exportations atteignait 27 $ le MWh, mais de 1998 à 2001, elle était de 61 $ le MWh, en raison d'un approvisionnement davantage aléatoire. En 2002, les prix à l'exportation ont baissé pour atteindre environ 40 $ le MWh, ce qui indiquerait que les exportations de l'Ontario se faisaient surtout pendant les périodes creuses.

Prix à l'importation

Les prix à l'importation ont considérablement augmenté, passant de 22 $ le MWh en 1998 à environ 70 $ le MWh en 2001 et 2002, en raison d'une offre serrée dans le Nord-Est des É.-U. et de la dépendance de l'Ontario vis-à-vis l'importation d'électricité pour subvenir à ses besoins en période de pointe.

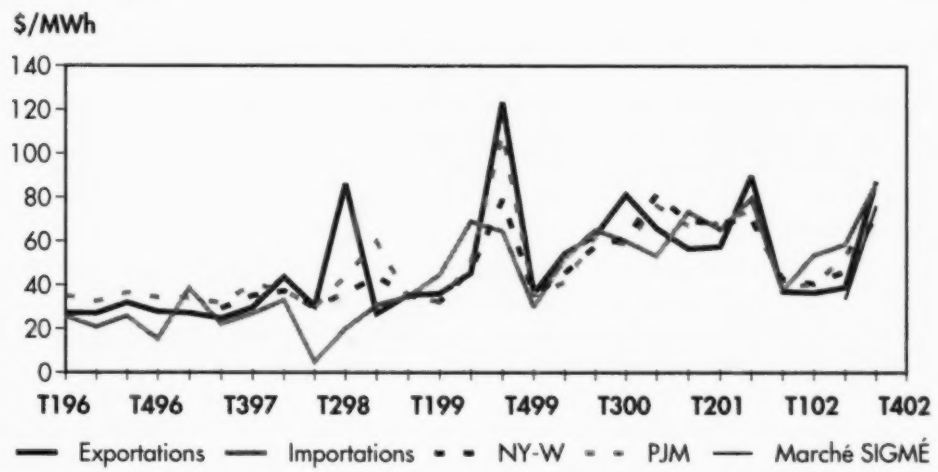
Au cours de la dernière décennie, les exportations ont rapporté davantage, en général, que n'ont coûté les importations. En 2001 et 2002 cependant, les revenus d'exportation et le coût des importations ont presque été équivalents (figure 3.6.3.).

3.6.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province

Actuellement, le marché de l'électricité en gros de l'Ontario est concurrentiel; il est administré par la SIGMÉ. Les producteurs soumettent des offres de vente et la SIGMÉ achemine en premier l'énergie des producteurs dont les prix sont les plus bas, en Ontario ou ailleurs. Elle fait ensuite appel aux fournisseurs dont les prix sont plus élevés, jusqu'à ce que la demande soit comblée. L'offre la plus élevée acceptée sert alors d'étalon pour déterminer le prix ayant cours à cette bourse de l'électricité. Les participants peuvent alors faire des offres pour acheter des quantités d'électricité sur le marché ontarien dans le but de la revendre ensuite sur le marché américain si l'occasion se présente. Les parties peuvent signer des ententes bilatérales et la SIGMÉ déduit le montant entendu des sommes qui ont été convenues entre les parties.

FIGURE 3.6.2

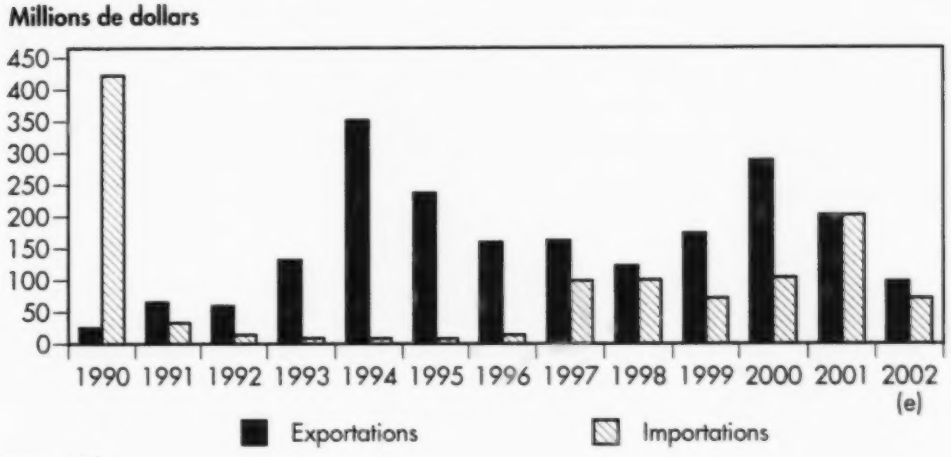
Prix à l'importation et à l'exportation en Ontario c. prix Nord-Est des É.-U. et SIGMÉ



Sources : ONÉ, SIGMÉ, PIRA. Les prix New York-West et PM correspondent aux prix moyens en période de pointe (de 7 h à 23 h du lundi au vendredi).

FIGURE 3.6.3

Coût des importations et revenus d'exportation en Ontario



Source : ONÉ

Pendant les périodes de pointe, l'Ontario doit souvent accepter d'acheter de l'électricité à prix élevés pour répondre à ses besoins. Le 2 juillet 2002 par exemple, le tarif horaire ontarien a plafonné à 471 $ le MWh, quand le prix à l'importation atteignait 2 000 $ le MWh. Pour faire en sorte que le prix élevé des importations ne fasse pas augmenter le prix facturé aux consommateurs, la SIGMÉ n'accepte pas que le prix des offres d'importations détermine le prix de l'énergie. Le prix se voit plutôt déterminé par le jeu des offres d'achat et de vente ontariennes. À une heure donnée, la SIGMÉ décide de la quantité requise pour l'heure et accepte les offres soumises pour une quantité convenue d'énergie importée. Ces importations sont ensuite mises en vente à la bourse pour l'heure en question, au prix convenu. Un montant supplémentaire est déterminé et ensuite ajouté aux prix de gros pour couvrir les frais des importations.

Depuis le 11 novembre 2002, le gouvernement de l'Ontario a plafonné la composante d'énergie du prix de l'électricité à 4,3 cents le kWh ou 43 $ le MWh.[1] Ce gel des tarifs est rétroactif au 1er mai 2002, et demeurera en vigueur jusqu'à 2006, l'objectif étant de protéger les consommateurs ontariens contre la volatilité des prix des marchés de gros.[2]

3.6.5 *Facteurs influant sur les activités commerciales futures*

Un certain nombre de sociétés ont exporté de l'électricité de l'Ontario, soit l'ancienne Ontario Hydro, les sociétés qui lui ont succédé ainsi que Abitibi Consolidated, Canadian Niagara, Canadian Transit, Cornwall Electric de même que Detroit and Windsor Subway. Depuis l'ouverture du marché à la concurrence le 1er mai 2002, de nombreux négociants sont entrés en activité sur le marché de l'Ontario. Parmi ceux-ci, on note les sociétés Aquila Canada, Conectiv Energy, Coral Energy, EPCOR Merchant, Mirant Americas, PG&E Energy Trading et Powerex Corporation. On s'attend à

1 Le plafonnement s'applique aux consommateurs particuliers et aux petits consommateurs commerciaux ainsi qu'à certains autres consommateurs désignés, tels les établissements d'enseignement post-secondaire, les écoles, les hôpitaux, les maisons de repos et les organismes caritatifs.

2 Dans la mesure où les prix de gros du marché administré par la SIGMÉ excèdent les 43 $ le MWh, une source de financement doit être trouvée pour équilibrer les différences de prix. Une des sources serait l'excédent de revenu généré par Ontario Power Generation, en vertu de l'entente intitulée Market Power Mitigation Agreement, qui constitue un élément important de la restructuration du marché ontarien.

ce que l'accès non discriminatoire, de même que le bon fonctionnement du marché, encourageront d'autres joueurs à se joindre à ce marché.

Les partenaires commerciaux principaux de l'Ontario sont les États de New York, du Michigan et du Minnesota. Récemment, une demande plus faible en provenance de l'État de New York a permis à l'Ontario de disposer de surplus d'énergie et de répondre ainsi à sa demande intérieure. Si la demande devait s'accroître dans le Nord-Est des É.-U. avant que les installations nucléaires de l'Ontario ne reprennent du service, l'offre diminuerait dans cette province, ce qui donnerait lieu à des pressions à la hausse sur les prix.

La production d'électricité en Ontario est essentiellement assurée par des centrales nucléaires et des centrales au charbon, même si plusieurs centrales nucléaires sont présentement temporairement hors service. Lorsque celles-ci seront remises en exploitation au cours des prochaines années, la quantité exportable d'énergie ontarienne excédentaire augmentera alors pendant plusieurs années, jusqu'à ce que le niveau de la demande rejoigne celui de l'offre. Toutefois, le Comité des sources de carburants de remplacement de l'Ontario, comité législatif composé de membres représentant tous les partis, a recommandé que la province évalue la faisabilité de convertir au gaz naturel toutes les centrales au charbon et au mazout d'OPG. Une autre recommandation émise vise à fermer les centrales au charbon d'Atikokan et de Thunder Bay d'OPG avant 2005, ainsi que toutes les autres centrales au charbon ou au mazout, et ce, avant 2015. Si elles étaient appliquées, ces mesures réduiraient la puissance disponible pour fins d'exportation dans l'avenir.

3.7 Québec

L'électricité produite au Québec est essentiellement d'origine hydraulique et elle représente environ 30 % de l'énergie électrique produite au Canada. En 1997, Hydro-Québec, une entreprise de service public à intégration verticale propriété du gouvernement québécois, s'est conformée aux exigences de l'ordonnance 888 de la FERC en matière de réciprocité et une licence de vente en gros a été délivrée à HQ Energy Services (U.S.), une filiale d'Hydro-Québec. Cette licence permet d'accéder directement au marché de gros américain et exige du Québec, réciproquement, qu'il permette l'accès à son propre marché de gros. En 2000, Hydro a créé un parquet interne pour mieux participer aux marchés du Nord-Est des É.-U. En 2001, Hydro-Québec a été restructurée en quatre divisions: Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec TransÉnergie (créée en 1997), Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Équipement. Hydro-Québec Production produit de l'électricité et la vend sur les marchés de gros, au Québec et ailleurs.

3.7.1 *Interconnexion des réseaux de transport*

À la fin de l'année 2001, Hydro-Québec TransÉnergie possédait 15 interconnexions interprovinciales et internationales avec des réseaux voisins et elle possédait une capacité de transfert totale de 7 400 MW. Le réseau de transport du Québec est unique au Canada en ce qu'il dispose d'une ligne à 450 kV CCHT vers la Nouvelle-Angleterre et d'une ligne à 765 kV CCHT reliant Châteauguay à l'État de New York. La capacité de transfert vers la Nouvelle-Angleterre est de 2 300 MW et celle vers l'État de New York de 2 125 MW. Jusqu'à présent, cette capacité de transfert a suffi à la demande des exportations. À l'occasion cependant, l'offre québécoise sur ces marchés peut être contrainte par des limites de transport ou par la congestion du réseau aux É.-U. Ces problèmes limitent aussi la capacité des transferts vers le Québec. Hydro-Québec répond néanmoins aux critères du NERC et satisfait ainsi aux exigences de fiabilité du réseau; TransÉnergie est membre du Northeast Power Coordinating Council (NPCC)[1]. Le réseau de TransÉnergie permet également le transit d'importation et le transit interréseaux d'énergie électrique.

1 Le NPCC est une des régions administratives du NERC.

3.7.2 Exportations et importations d'électricité[1]

Exportations

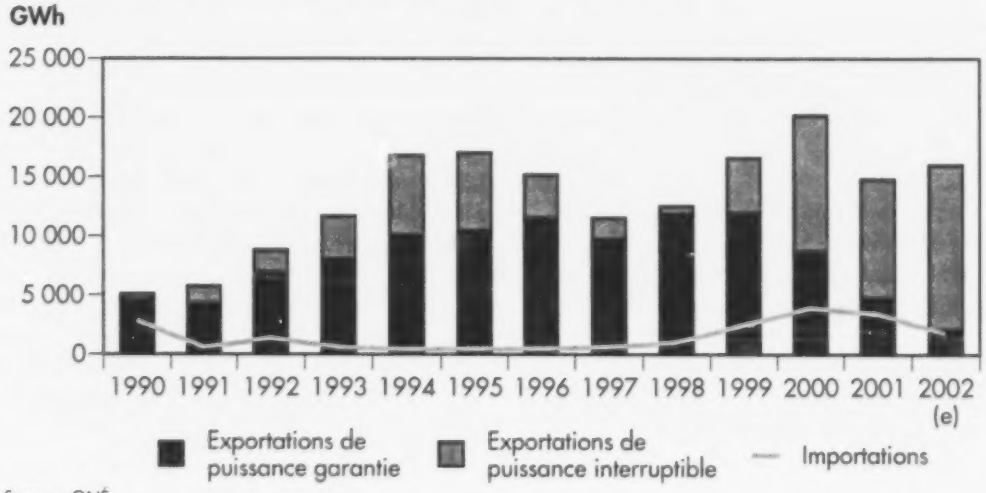
Dans le passé, le Québec a enregistré les exportations d'électricité les plus considérables parmi les provinces canadiennes. Sa part moyenne des exportations totales d'électricité canadienne dépasse les 30 %, avec un niveau record de 42 % en 1995. Depuis l'ouverture des marchés de gros du Nord-Est des É.-U., les exportations du Québec vers le marché américain ont augmenté de manière significative : de 11,5 TWh qu'elles étaient en 1997, elles ont atteint 20,2 TWh en 2000. En 2001, les exportations ont baissé pour atteindre 14,6 TWh; elles devraient augmenter en 2002 (figure 3.7.1). La fluctuation des volumes d'électricité exportés est partiellement attribuable aux variations de niveaux d'eau. Les exportations représentent 8 à 10 % de la production d'électricité provinciale.

Hydro-Québec détient 16 des 22 permis délivrés aux sociétés d'exportation québécoises. HQ Energy Services (U.S.) vend de l'énergie produite par Hydro-Québec à partir de la frontière américaine; elle achète et vend également de l'électricité aux É.-U. À certains moments, elle achète de l'électricité produite aux É.-U. pour les besoins du marché québécois, surtout pendant les périodes creuses de la nuit. Les principaux marchés d'exportation du Québec sont les États de la Nouvelle-Angleterre et de New York, où la demande d'électricité s'est accrue rapidement et où la capacité de production d'électricité à partir du gaz naturel a augmenté considérablement depuis quelques années.

L'importance des exportations d'électricité québécoises résulte de l'abondance de ses ressources hydrauliques, celles du Nord québécois en particulier, de ses surplus d'énergie hydroélectrique bon marché disponibles et de sa proximité géographique avec les marchés en pleine croissance du Nord-Est des É.-U. En termes de compétitivité, la force du Québec réside, entre autres, dans sa capacité à stocker l'eau actionnant les centrales. Ses réservoirs assurent à Hydro-Québec une certaine flexibilité quant à l'offre, car les unités hydroélectriques peuvent être mises en service plus rapidement que les unités thermiques et, de plus, l'énergie potentielle peut être produite et stockée en fonction des besoins les plus urgents.

FIGURE 3.7.1

Exportations et importations du Québec



Source : ONÉ

1 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation font référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

Par le passé, les exportations d'électricité du Québec étaient associées pour la plupart à des contrats d'approvisionnement garanti à long terme, lesquels, en majorité, ont pris fin en 2001. Ces contrats n'ayant pas été renouvelés, la part des exportations garanties a donc décliné. Cette baisse a fait en sorte qu'Hydro-Québec s'est tournée vers des exportations non garanties et vers d'autres activités commerciales afin de s'assurer une part du marché et en retirer des revenus. En 2001, les exportations non garanties représentaient 68 % du total des exportations alors quelles étaient de 15 % en 1997.

Importations

Avant 1997, les importations d'électricité au Québec étaient tributaires d'une offre serrée, d'échanges d'énergie d'économie et/ou des multiples échanges avec les services d'énergie des provinces et des États avoisinants. En raison de l'accroissement des échanges au cours des dernières années, les importations sont passées de 0,6 TWh en 1997 à plus de 3 TWh en 2000 et 2001. La majeure partie des importations d'électricité sont associées à des opérations de courtage ou destinées à la revente en période de pointe.

Le volume des importations étant plus élevé, les exportations nettes d'électricité n'ont pas augmenté récemment de manière significative si on les compare avec la période qui précédait l'ouverture des marchés de gros du Nord-Est des É.-U. Chaque année, les exportations nettes ont varié entre 11 et 16 TWh, et ce, depuis 1997.

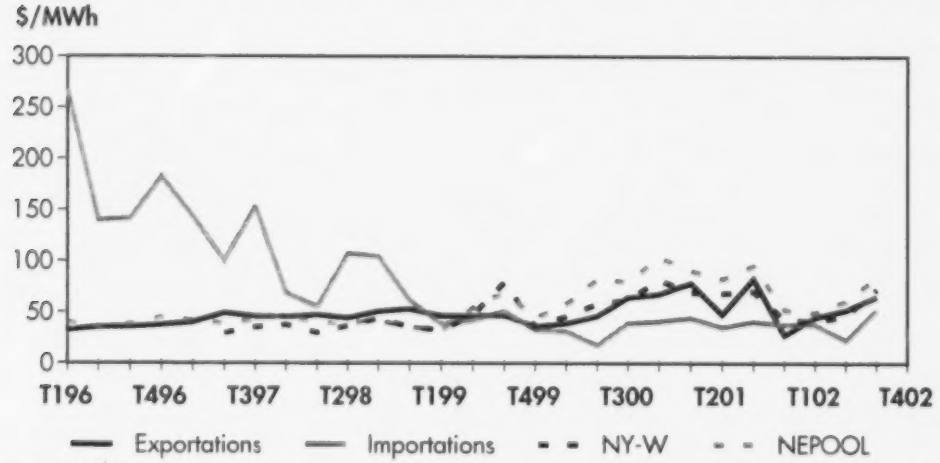
3.7.3 Prix à l'exportation et prix à l'importation[1]

Prix à l'exportation

Les prix à l'exportation sont demeurés relativement stables, bien que fluctuant entre 35 $ et 50 $ le MWh, de 1996 à 1999. Depuis les deux dernières années, les prix à l'exportation sont devenus très instables, variant de 30 $ à 85 $ le MWh (figure 3.7.2). Ces fluctuations sont symptomatiques du

FIGURE 3.7.2

Prix à l'importation et à l'exportation au Québec c. prix Nord-Est des É.-U.



Sources : ONÉ, PIRA. Les prix New York-West et NEPOOL correspondent aux prix moyens en période de pointe (de 7 h à 23 h du lundi au vendredi).

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

marché au comptant de l'électricité, des échanges en temps réel et des activités d'arbitrage ainsi que des conditions de l'offre et de la demande qui prévalent à court terme.

Depuis 1998, les prix à l'exportation correspondent au schéma des prix du NEPOOL de l'État de New York. Bien que les prix affichés par le NEPOOL et l'État de New York soient des prix du marché au comptant, les prix à l'exportation comprennent aussi bien les prix par contrat, au comptant et à terme. Les prix des exportations d'énergie garantie ont tendance à dépasser ceux des exportations d'énergie non garantie en raison de la prime liée à la sécurité de l'approvisionnement.

Prix à l'importation

Depuis 1999, les prix à l'importation d'électricité se sont généralement situés entre 25 $ et 45 $ le MWh. En temps normal, les importations se font en période creuse, quand les prix sont relativement bas.

3.7.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province

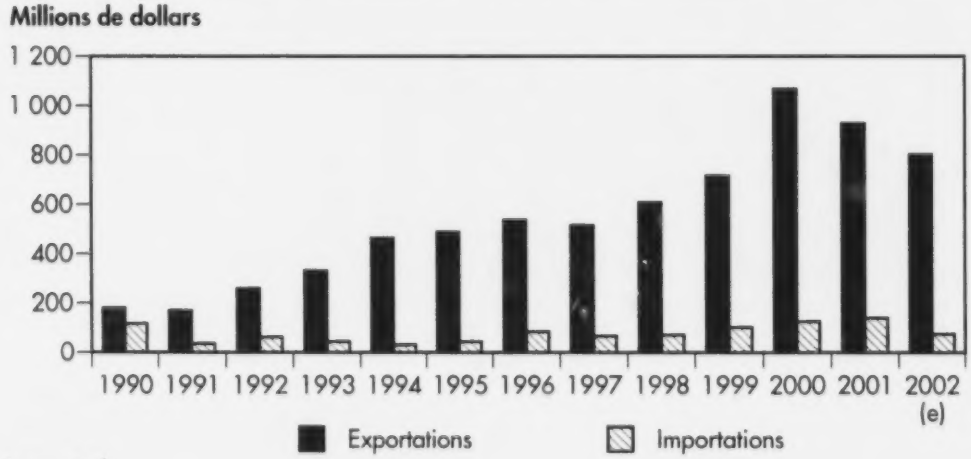
Les exportations d'électricité constituent une source importante de revenus pour Hydro- Québec. Les revenus d'exportation ont atteint le niveau record d'environ 1,1 milliard de dollars en 2000, résultat d'un volume relativement élevé d'exportations et des prix forts. En 2001 et 2002, les revenus générés par les exportations ont décliné mais sont cependant demeurés nettement au-dessus des revenus d'exportation antérieurs (figure 3.7.3).

Les tarifs d'électricité payés par les consommateurs québécois sont parmi les plus bas au pays. Les revenus d'exportation ont permis à Hydro-Québec, une société à intégration verticale, de maintenir ses prix aux consommateurs à des niveaux inférieurs à ce qu'il en serait autrement. Avec l'adoption du projet de loi 116, la composante « produit » a été fixée par le gouvernement du Québec à 2,79 cents le kWh pour une capacité de référence de 165 TWh. Le prix de l'énergie supplémentaire est déterminé à partir du coût d'acquisition obtenu par voie concurrentielle.

Comme la Régie de l'énergie réglemente seulement les aspects relatifs au transport et à la distribution de l'énergie, ce régime de tarification fait en sorte que les consommateurs québécois ne sont pas directement

FIGURE 3.7.3

Coût des importations et revenus d'exportation au Québec



Source : ONÉ

affectés par la fluctuation des prix des exportations et des importations. Les importations d'électricité au Québec sont minimes comparativement à la consommation d'électricité globale de la province. Ainsi, des coûts d'importation d'électricité relativement élevés au Québec auront peu d'incidences importantes.

3.7.5 *Facteurs influant sur les activités commerciales futures*

Les ressources hydrauliques du Québec ainsi que ses grandes capacités de production lui permettent d'avoir une énergie propre et renouvelable à peu de frais. Le surplus d'énergie du Québec permet à la province de jouer un rôle important sur les marchés d'exportation. Sa proximité géographique avec les marchés du Nord-Est des É.-U. procure de nombreuses opportunités commerciales au Québec et ses interconnexions lui permettent d'accroître ses échanges commerciaux avec le Nord-Est américain. L'accès libre et avantageux aux marchés américains permettrait à Hydro-Québec de se retrouver encore en meilleure position.

La production d'électricité québécoise étant essentiellement d'origine hydraulique, la quantité d'énergie exportable dépend donc largement des précipitations ainsi que de l'offre et la demande dans la province. Au cours des prochaines années, le Québec disposera vraisemblablement de nouvelles ressources hydrauliques et, dans une moindre mesure, de nouvelles ressources énergétiques par le recours à des centrales au gaz naturel. Le Québec compte également participer au projet de Gull Island en partenariat avec Terre-Neuve et le Labrador. De même, les exportations et les importations du Québec devraient augmenter dans les années à venir avec le développement d'une OTR dans le Nord-Est américain, la diminution des niveaux de superposition des tarifs de transport et l'élimination éventuelle de la congestion des lignes de transport dans la partie américaine du NPCC.

3.8 Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick possède les installations de production d'énergie les plus diversifiées du Canada atlantique; la production thermique répond à environ 50 % de ses besoins intérieurs, tandis que l'hydroélectricité et l'énergie en provenance du nucléaire et de la biomasse satisfont à l'autre moitié. Sa capacité à générer des surplus permet à la province de vendre ses excédents d'énergie aux marchés adjacents du Canada et des É.-U. Énergie NB est le principal fournisseur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard et elle exporte beaucoup d'énergie vers la Nouvelle-Angleterre. Des échanges d'énergie ont aussi lieu avec le Québec et la Nouvelle-Écosse.

En vertu de la nouvelle politique énergétique du Nouveau-Brunswick, le marché de gros et le secteur de la grande industrie seront ouverts à la concurrence à compter du 1er avril 2003. La Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB), société d'État du Nouveau-Brunswick, sera restructurée en société de portefeuille et ses filiales devront fonctionner sur la base des principes commerciaux. Une de ses filiales portera le nom d'Énergie NB; elle agira sous la direction du gestionnaire indépendant du réseau de transport d'énergie électrique en fournissant un accès non discriminatoire aux clients du Nouveau-Brunswick et de l'extérieur de la province.

3.8.1 *Interconnexion des réseaux de transport*

Le réseau de transport du Nouveau-Brunswick, le plus vaste des provinces de l'Atlantique, compte plusieurs interconnexions lui permettant d'échanger de l'électricité avec les États du Nord-Est américain. La principale ligne de transport (345 kV) traverse la frontière à Orrington dans le Maine. La capacité de transfert pour l'exportation d'électricité vers la Nouvelle-Angleterre totalise 700 MW et celle pour l'importation à 300 MW. Deux interconnexions de capacité plus faible, soit 120 MW, desservent certaines localités du Maine.

Énergie NB étudie, de concert avec Bangor Hydro Electric, la faisabilité d'une deuxième ligne de transport à 345 kV et d'une interconnexion avec les marchés de la Nouvelle-Angleterre. La nouvelle ligne de transport entrerait en service en 2005. Elle servirait à des fins d'importation et d'exportation et permettrait d'améliorer l'efficience et la fiabilité du réseau de transport. Énergie NB a également participé à la création d'une OTR pour le Nord-Est (par ex., ECTO). La mise sur pied d'une OTR permettrait de compléter la capacité d'interconnexion d'Énergie NB existante avec les sociétés d'énergie électrique de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Angleterre. De plus, ce projet favoriserait le commerce et améliorerait le fonctionnement du marché.

Énergie NB a par ailleurs poursuivi le développement du projet Neptune, une proposition de réseau de transport à courant continu à haute tension (CCHT) sous-marin à vocation commerciale. Le projet proposé assurerait la connexion entre des sources de production du Maine, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse avec des marchés de Boston, de la ville de New York, de Long Island et du Connecticut, lesquels connaissent des contraintes de production.

3.8.2 Exportations et importations[1]

Exportations

Le marché d'exportation traditionnel du Nouveau-Brunswick est la Nouvelle-Angleterre, et surtout l'État du Maine, où les marchés de gros ont été ouverts à la concurrence en mars 1997. Énergie NB n'a pas obtenu de permis de négociant de la FERC. En conséquence, toutes ses ventes d'électricité à l'exportation doivent prendre fin à la frontière américaine pour ensuite être gérées par une société d'exportation ou de commerce international distincte. Énergie NB espère satisfaire aux exigences de la FERC et obtenir le permis à temps pour l'ouverture des marchés de gros et des réseaux de transport en avril 2003.

Les possibilités d'exportation du Nouveau-Brunswick ont été limitées durant la période 1992 à 1994, en raison de la relativement grande disponibilité de surplus d'électricité en provenance du Québec. L'ouverture à la concurrence des marchés de gros de la Nouvelle-Angleterre a beaucoup contribué à la croissance des exportations d'énergie non garantie durant la période 1997-1999. Le total des exportations a atteint un sommet record de 5 TWh en 1999, pour ensuite évoluer à la baisse, de 2000 à 2002 (figure 3.8.1). La part exportée de la production a fluctué dans une proportion se situant entre 20 et 30 % de la production totale. Le volume des exportations dépend généralement des conditions du marché en Nouvelle-Angleterre ainsi que de la disponibilité et du coût des ressources d'Énergie NB.

Dans le passé, les exportations étaient très souvent associées à des contrats d'approvisionnement garanti à long terme avec des entreprises de service public de la Nouvelle-Angleterre. À l'échéance de ces contrats, qui n'étaient pas renouvelés, les exportations d'énergie garantie ont fortement chuté durant la période comprise entre 1992 et 1994. Depuis 1995, le volume des exportations d'énergie garantie a oscillé entre 0,4 et 0,7 TWh par année, pendant que les exportations d'énergie non garantie variaient entre 1,5 et 4,5 TWh. Au cours des trois dernières années, les exportations d'énergie non garantie représentaient entre 60 et 90 % du total.

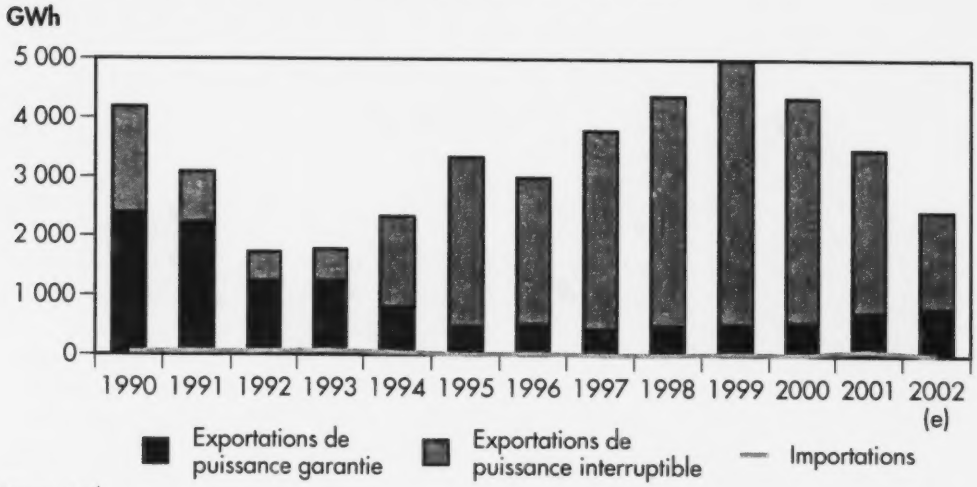
Importations

Compte tenu de sa capacité de production et de ses possibilités d'accès à l'énergie électrique en provenance du Québec et de la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick n'importe qu'une quantité

1 Sauf indication contraire, les termes exportation et importation font référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les États-Unis.

FIGURE 3.8.1

Exportations et importations du Nouveau-Brunswick



Source : ONÉ

minime d'électricité des É.-U. pour répondre à ses besoins intérieurs. Conséquemment, au cours des dix dernières années, le volume annuel d'importation est demeuré en deçà de 80 GWh.

Le Nouveau-Brunswick a été et demeure le principal exportateur d'électricité du Canada atlantique. Ses exportations d'électricité nettes ont varié entre 2,5 et 5,0 TWh par année.

3.8.3 *Prix à l'exportation et prix à l'importation*[1]

Prix à l'exportation

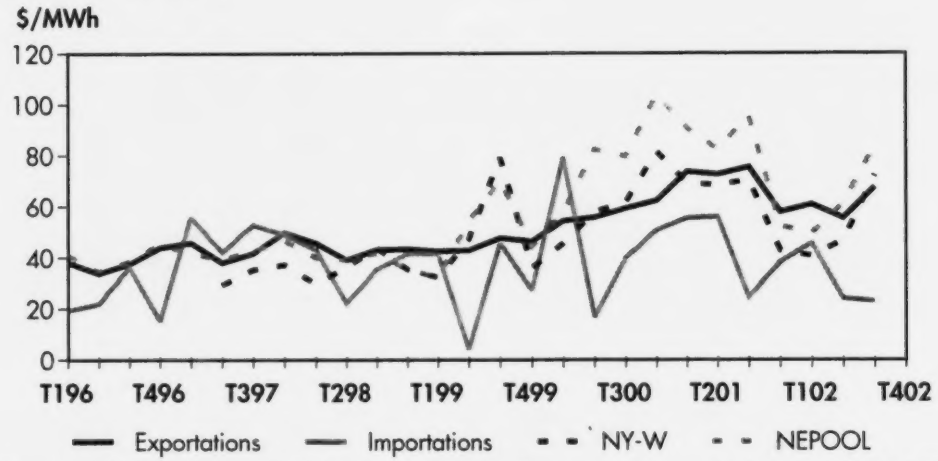
Avant l'ouverture du marché de gros de la Nouvelle-Angleterre, les prix à l'exportation d'énergie garantie étaient généralement d'environ 10 à 20 $ le MWh plus élevés que les prix à l'exportation d'énergie non garantie. Au cours des trois dernières années, cet écart a pratiquement été éliminé en raison de la volatilité des prix sur les marchés de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre. Depuis 1998, les prix à l'exportation ont évolué à la hausse, passant d'un peu plus de 40 $ le MWh en 1998 à un sommet record d'environ 75 $ le MWh en 2001. Les prix à l'exportation ont diminué en 2002, mais sont demeurés instables et nettement supérieurs aux prix auparavant en vigueur (figure 3.8.2).

Les prix à l'exportation du Nouveau-Brunswick suivent généralement les fluctuations des prix en Nouvelle-Angleterre. Puisque la majorité des exportations se font en période de pointe, les prix en vigueur en Nouvelle-Angleterre durant ces périodes de pointe déterminent habituellement les prix à l'exportation au Nouveau-Brunswick. Il arrive que les prix à l'exportation diffèrent des prix en vigueur en Nouvelle-Angleterre. Par exemple, malgré une baisse marquée des prix en Nouvelle-Angleterre en 2000-2001 par rapport à 1999-2000, la moyenne annuelle des prix à l'exportation d'Énergie NB n'a pratiquement pas baissé. L'écart a été compensé par des ventes au prix de l'énergie sur le marché au comptant et des contrats de vente établis en fonction de prix à terme. La corrélation entre les prix pratiqués en Nouvelle-Angleterre et les prix à l'exportation peut aussi être influencée par le recours à

1 Dans le présent rapport, les prix à l'exportation (à l'importation) correspondent au montant payé par MWh d'électricité exporté (importé), selon les renseignements fournis à l'ONÉ quant au volume et aux montants correspondants en dollars.

FIGURE 3.8.2

Prix à l'importation et à l'exportation au Nouveau-Brunswick c. prix Nord-Est des É.-U.



Sources : ONÉ, PIRA. Les prix New York-West et NEPOOL correspondent aux prix moyens en période de pointe (de 7 h à 23 h du lundi au vendredi).

des instruments de couverture, qui permettent à Énergie NB de gérer le risque associé à la volatilité des prix dans les marchés d'exportation.

Prix à l'importation

Les prix à l'importation, oscillant pour la plupart entre 20 et 60 $ le MWh, fluctuent davantage que les prix à l'exportation. Les prix à l'importation sont généralement inférieurs aux prix à l'exportation, ce qui donne à penser que la plupart des importations ont eu lieu lors de périodes creuses, quand les prix sont relativement bas.

3.8.4 Incidences sur les prix à la consommation dans la province

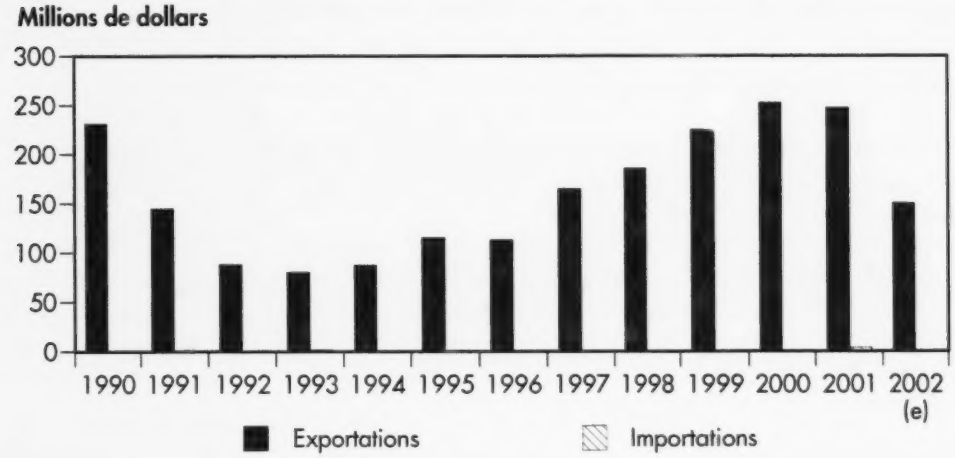
Les exportations d'électricité constituent une importante source de revenus pour Énergie NB. Durant la période comprise 1994-2000, les revenus totaux provenant des exportations ont plus que triplé, passant de 80 à 250 millions de dollars (figure 3.8.3). Entre 1999 et 2001, les revenus d'exportation ont varié entre 220 et 250 millions de dollars, ce qui représente entre 15 et 20 % des ventes annuelles totales d'Énergie NB. Les marges bénéficiaires des exportations ont permis à Énergie NB d'offrir à sa clientèle intérieure des tarifs inférieurs à ce qu'ils seraient autrement. Selon les estimations d'Énergie NB, la réduction tarifaire, pour les consommateurs du marché intérieur, attribuable aux ventes d'énergie électrique hors de la province (incluant les ventes interprovinciales) est de l'ordre de 10 à 15 %. Les exportations contribuent généralement à réduire davantage le tarif intérieur que les ventes interprovinciales en raison de leurs quantités et de leurs marges de profit plus élevées.

3.8.5 Facteurs influant sur les activités commerciales futures

Plusieurs facteurs sont susceptibles d'avoir une influence sur l'avenir du commerce international de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Énergie NB prévoit obtenir, au terme de la restructuration en cours, un permis de négociant de la FERC, ce qui lui ouvrirait un accès direct aux marchés de gros américains. S'ils se concrétisent, le projet Neptune et celui de la nouvelle ligne à 345 kV proposée vers

FIGURE 3.8.3

Coût des importations et revenus d'exportation au Nouveau-Brunswick



Source : ONÉ

la Nouvelle-Angleterre, ajouteront à la capacité de transport de l'électricité du Nouveau-Brunswick vers les États du Nord-Est américain. Énergie NB profitera aussi d'une éventuelle réduction des niveaux de superposition des tarifs de transport qui découlerait de la création d'une OTR pour le Nord-Est (par ex., ECTO).

Les surplus d'électricité dans l'avenir seront partiellement tributaires de la question suivante, à savoir si la centrale nucléaire de Pointe Lepreau sera remise à neuf ou non (cette centrale répond à près du tiers des besoins de charge électrique de la province) et, si cette centrale ne devait pas être remise à neuf, quelle proportion de cette capacité actuelle de production serait remplacée. La Commission des entreprises de service public (CESP) du Nouveau-Brunswick a récemment recommandé, essentiellement pour des raisons d'ordre économique, de ne pas procéder à la remise à neuf de la centrale. La décision du gouvernement concernant l'avenir de la centrale est attendue début 2003. Un autre facteur à considérer est la capacité du Nouveau-Brunswick à demeurer compétitif. Énergie NB doit non seulement faire face à la concurrence de l'énergie hydroélectrique produite à coûts peu élevés au Québec, mais aussi à celle des centrales à cycle combiné à haut rendement, récemment construites ou à l'état de projet, en Nouvelle-Angleterre.

3.9 Île-du-Prince-Édouard

Pour satisfaire ses besoins en énergie électrique, l'Île-du-Prince-Édouard dépend presque exclusivement de transferts énergétiques garantis, en vertu de contrats à long terme, en provenance du Nouveau-Brunswick (par le biais de deux câbles sous-marins fournissant une capacité de transport totale de 200 MW). En raison d'une croissance rapide de la demande, de l'ordre 2 à 3 % par an au cours des dernières années, Maritime Electric Company Limited (MECL), le principal fournisseur d'électricité de la province, s'est concentrée sur le développement d'une production locale supplémentaire en misant tout particulièrement sur l'énergie éolienne. Si du gaz naturel se révélait disponible, cela pourrait favoriser une nouvelle production d'énergie électrique sur l'île. MECL participe également à des négociations en vue de créer une OTR avec Énergie NB ainsi qu'avec les fournisseurs de la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Angleterre, et ce, dans le but d'avoir accès à des sources d'approvisionnement concurrentielles. La situation géographique de la province et sa

dépendance à l'égard de l'électricité du Nouveau-Brunswick sont deux facteurs importants qui entravent le commerce et l'exportation. Bien que les consommateurs de l'Île-du-Prince-Édouard ne puissent profiter directement des revenus d'exportation, les prix qu'ils paient sont liés à ceux pratiqués au Nouveau-Brunswick, lesquels seraient plus élevés sans les revenus générés par l'exportation.

3.10 Nouvelle-Écosse

En raison de sa situation géographique particulière, la Nouvelle-Écosse n'a pas la possibilité de transporter directement l'énergie électrique vers le Nord-Est américain. Afin de répondre à ses besoins internes en énergie électrique, elle dépend principalement de l'énergie produite sur place et, dans une moindre mesure, de transferts en provenance du Nouveau-Brunswick. Bien qu'Énergie NB ait pratiqué une politique d'accès plus ouverte sur le plan du transport depuis le 1er janvier 1998, Nova Scotia Power Inc. (NSPI), la principale entreprise de service public de la province dans le domaine de l'électricité, ne s'est pas concentrée sur le développement de marchés d'exportation, cette orientation étant considérée par Emera, la société mère de NSPI, comme une fonction non essentiellement liée aux activités de service public de l'entreprise.

Dans le passé, la Nouvelle-Écosse n'a pas participé à l'exportation ou au commerce international de l'électricité. Cependant, le mouvement de restructuration qui touche les états et provinces voisins tend à réduire ou éliminer les barrières au commerce international. Les avantages potentiels associés à l'exportation et au commerce encouragent les décideurs de la province à considérer ces nouvelles possibilités.

En 2001, pour la première fois de son histoire, la NSPI a exporté 350 GWh d'énergie garantie vers le Maine. Elle détient deux permis d'exportation délivrés par l'ONÉ lui permettant d'exporter annuellement jusqu'à 1,2 TWh d'électricité garantie ou interruptible. Les transactions ont été facilitées par Emera Energy, une filiale d'Emera, qui détient les permis nécessaires au commerce de l'énergie aux É.-U.

L'exportation d'électricité de la Nouvelle-Écosse sera tributaire dans l'avenir de deux éléments clés, soit l'accès aux réseaux de transport d'énergie et la capacité de production. Actuellement, l'accès aux réseaux de transport est limité puisque Énergie NB contrôle 95 % de la capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et le Maine. Sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, une deuxième ligne d'interconnexion vers le Maine (345 kV) pourrait être construite. De plus, l'accès au réseau du Nouveau-Brunswick devrait entrer en vigueur à compter du 1er avril 2003. Un plus grand accès aux réseaux de transport et des ressources supplémentaires de production permettraient à la Nouvelle-Écosse d'augmenter ses exportations d'énergie électrique. NSPI a aussi participé, avec d'autres fournisseurs de l'Atlantique et de la Nouvelle-Angleterre, aux négociations concernant la création d'une OTR.

3.11 Terre-Neuve et Labrador

La majeure partie de la capacité de production de la province est concentrée au Labrador qui possède, à Churchill Falls, l'une des plus grandes centrales hydroélectriques du Canada. Presque tous les surplus d'électricité sont acheminés au Québec en vertu d'ententes contractuelles à long terme. Le Québec se charge d'exporter directement, pour le compte de Terre-Neuve, une partie de l'énergie produite à Churchill Falls.

Les transferts annuels vers le Québec varient entre 30 et 35 TWh, ce qui constitue de loin le plus important transfert interprovincial au pays. Le réseau de transport de l'Île est isolé, alors que celui du Labrador est relié au réseau nord-américain grâce à une interconnexion avec le Québec constituée de

trois lignes CCHT (735 kV). L'accès au réseau de transport québécois est essentiel si l'on envisage des exportations supplémentaires. Terre-Neuve étudie par ailleurs, en collaboration avec le Québec, le projet de Gull Island qui ajouterait environ 2 200 MW à la capacité de production du Labrador. Les surplus d'électricité éventuellement produits par cette centrale pourraient être exportés, mais le projet ne sera probablement pas mis en œuvre avant 2012.

OBSERVATIONS

Le présent rapport fait état de l'analyse que nous avons menée par province relativement aux importations et exportations de l'électricité et aux tendances en matière de tarifs et de revenus. On y expose également un certain nombre de facteurs régionaux uniques qui ont contribué à faire fluctuer les importations et exportations au rythme de l'évolution du marché. Les observations découlant de notre analyse figurent ci-après.

Importations et exportations d'électricité

Les exportations ont fluctué considérablement d'une année à l'autre en raison d'événements précis comme la fermeture temporaire de centrales nucléaires, le niveau élevé des prix du gaz naturel et la crise de l'électricité survenue en Californie durant l'année 2000-2001. Les diverses conditions hydrauliques et climatiques ont également été un facteur déterminant. En règle générale, les exportations ont fléchi au cours des quatre à cinq dernières années du fait de l'augmentation de la demande intérieure qui n'a pas été accompagnée d'une hausse correspondante de la capacité de production. La progression des importations durant cette période s'est donc traduite par une baisse des exportations nettes.

Toutefois, à la suite du relèvement des prix de l'électricité à l'exportation, le commerce international de l'électricité a permis au Canada de continuer à afficher des revenus d'exportation nets allant d'un milliard à deux milliards de dollars par année, exception faite des années 2000 et 2001, où ils ont totalisé trois milliards de dollars environ.

L'ampleur des échanges commerciaux ainsi que les facteurs stimulant le commerce international varient selon les provinces. Par exemple, le Manitoba, le Québec et la Colombie-Britannique exportent leur électricité directement à partir de leur marge de réserve, tandis que l'Ontario, la Saskatchewan et l'Alberta se livrent au commerce international, dans une certaine mesure, pour compléter l'offre d'origine intérieure. En règle générale, le commerce de l'électricité représente une occasion d'optimiser l'utilisation des installations de production.

Les occasions de commerce sont généralement plus nombreuses pour les provinces qui produisent de l'électricité principalement à partir de ressources hydrauliques comme le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique. Ordinairement, les grandes centrales hydroélectriques possèdent des capacités de production excédentaires et des surplus d'énergie. Bien que la demande d'électricité s'accroisse à un rythme relativement stable, les grands projets hydroélectriques ajoutent de la capacité en bloc. Il y a donc de fortes chances pour qu'une fois achevés, ces projets résultent en un surplus d'énergie pour les entreprises de service public. Par surcroît, pour les besoins de fiabilité à long terme, ces dernières planifient souvent leurs projets selon l'hypothèse que leurs installations ne fourniront que la quantité d'énergie qu'il est possible de produire dans les conditions hydrauliques les plus défavorables. Celles-ci étant généralement plus propices que prévu, il en résulte un surplus d'énergie. Enfin, les projets hydroélectriques favorisent le stockage d'énergie virtuelle, tandis que l'électricité produite dans des

centrales thermiques ne peut être emmagasinée. Les caractéristiques relatives de la production d'énergie hydraulique et thermique font donc en sorte que les entreprises de service public sont en mesure de stocker de l'énergie. Par exemple, un producteur d'énergie thermique vend l'énergie qu'il produit durant les heures creuses à un producteur d'énergie hydroélectrique, donnant l'occasion à ce dernier d'emmagasiner de l'eau dans ses réservoirs. Lorsque la demande est forte, le producteur d'énergie hydroélectrique utilise la quantité d'eau dont il a besoin pour satisfaire à ses besoins et aider le producteur d'énergie thermique à répondre à sa propre demande.

Les occasions de commerce international sont moins nombreuses pour les provinces qui comptent sur des installations thermiques. Les techniques de production d'électricité sont relativement semblables au Canada et aux États-Unis, de même que les prix et la disponibilité des combustibles. Par conséquent, les coûts des producteurs dont les centrales sont alimentées au charbon ou au gaz naturel tendent aussi à être similaires au Canada. Pour cette raison, le prix de l'électricité d'origine thermique qu'un producteur canadien souhaiterait vendre aux États-Unis serait plus élevé que celle qui est produite sur place en raison des frais de transport. Dans ces circonstances, les échanges commerciaux représentent peu d'intérêt, et les provinces qui comptent principalement sur des installations de production thermique ont tendance à peu se livrer au commerce international, ou pas du tout, sauf si les périodes de pointe se produisent à des moments différents.

Il existe d'autres façons pour les entreprises de service public de tirer profit des échanges commerciaux. Par exemple, certaines régions canadiennes font appel à l'électricité pour le chauffage des habitations, tandis que les États américains voisins l'utilisent pour la climatisation. En conséquence, la demande d'électricité est au plus fort durant les mois d'hiver au Canada et durant les mois d'été aux États-Unis. Les entreprises de service public des deux pays pourraient construire suffisamment d'installations de production pour répondre à leur demande de pointe respective, mais il s'agirait d'une solution coûteuse qui entraînerait l'inutilisation de capacité durant plusieurs mois de l'année. En revanche, si la capacité de transport est suffisante, les entreprises de service public peuvent conclure des ententes d'échange liées à la diversité saisonnière aux termes desquelles le Canada aurait accès à de l'énergie supplémentaire pendant l'hiver et les États-Unis pendant l'été. On contribuerait ainsi à réduire non seulement le nombre d'installations nécessaires, mais aussi les coûts de production des entreprises.

Une bonne partie de l'électricité exportée vers les États-Unis est produite à partir de ressources hydrauliques qui ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre qui, selon certains, sont une source d'énergie verte. Un certain nombre d'États américains ont instauré des normes de portefeuille d'énergie renouvelable selon lesquelles un certain pourcentage de l'électricité produite par les entreprises doit provenir de sources d'énergie renouvelable. Partant de ce fait, si l'électricité produite à la suite de la réalisation de grands projets hydroélectriques réunissait les conditions prescrites par les normes de portefeuille d'énergie renouvelable, les entreprises américaines seraient davantage incitées à se procurer de l'hydroélectricité canadienne.

Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto en décembre 2002 et prévoit mettre en œuvre des mesures visant à remplir ses engagements, soit de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 6 % sous les niveaux de 1990 d'ici la période 2008-2012. Par conséquent, l'accroissement de production d'hydroélectricité pourrait aider le Canada à tenir ses engagements si une telle mesure contribuait à réduire ou à supplanter l'électricité produite à partir de combustibles fossiles dans la même province ou ailleurs au pays. En revanche, une telle solution pourrait exiger des investissements considérables dans de nouvelles installations de transport, par exemple, si de nouveaux projets hydroélectriques réalisés au Manitoba ou au Québec devaient remplacer les installations alimentées au charbon en Ontario.

En tant que pourcentage de la production totale d'électricité, les exportations d'électricité sont beaucoup moins considérables que les exportations de pétrole et de gaz naturel, qui ont favorisé de manière significative la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières. Par exemple, les exportations de gaz naturel se sont établies à plus de la moitié de la production canadienne depuis quelques années (58 % en 2001), tandis que les exportations d'électricité ont généralement atteint de 7 à 9 % de la production totale. Comme nous l'avons souligné précédemment, la construction de nouvelles installations visait surtout à satisfaire à la demande intérieure. Par suite de l'ouverture des marchés, il semble que l'optimisation des installations de production des deux côtés de la frontière ainsi que l'amélioration de la fiabilité représentera un aspect important du commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis.

L'Office national de l'énergie a constaté un intérêt accru pour de nouveaux permis d'exportation de la part des négociants en électricité, mais les tendances récentes sur le marché d'exportation ne permettent pas d'envisager une hausse substantielle des exportations globales dans un proche avenir. Toutefois, selon le moment choisi et la disponibilité ininterrompue des autres sources d'énergie dans la province, la remise en service de centrales nucléaires en Ontario pourrait éventuellement influer de manière positive sur les exportations. De plus, la mise en chantier possible de grands projets hydroélectriques, les surplus d'électricité prévus résultant des projets de cogénération dans la région de Fort McMurray ainsi qu'un meilleur accès au réseau de transport vers les États-Unis pourraient aussi stimuler les exportations à long terme. L'accroissement des échanges, particulièrement dans les provinces capables d'emmagasiner de l'eau, pourrait également favoriser la progression des importations au fil du temps.

Prix à l'importation et prix à l'exportation

Comme nous l'avons souligné dans le chapitre 3, les prix à l'importation et les prix à l'exportation, à l'échelon provincial, suivent souvent la courbe des prix affichés dans les marchés de gros américains avoisinants. On peut donc présumer qu'il existe une certaine intégration des marchés de gros, c'est-à-dire que le commerce d'énergie est sensible aux signaux de prix et que nombre de provinces peuvent bénéficier de leur capacité d'exporter ou d'importer. Dans certains cas toutefois, la congestion ou les restrictions en matière de transfert entravent l'intégration des marchés. De plus, ce ne sont pas toutes les provinces qui sont en mesure d'accéder directement aux marchés d'exportation (l'Alberta, la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve et le Labrador, par exemple).

La relation entre les prix à l'importation et les prix à l'exportation varie selon les provinces. Lorsque les prix à l'exportation sont en hausse, particulièrement dans les provinces dotées de ressources hydroélectriques, c'est parce que l'on exporte généralement de l'électricité pendant les périodes de pointe alors que les prix sont relativement forts, et que l'on importe pendant les périodes creuses. En revanche, lorsqu'une province importe à plus haut prix qu'elle n'exporte, c'est qu'elle doit compenser l'offre locale insuffisante par des exportations durant les périodes de pointe.

Répercussions sur les consommateurs

Comme en témoignent les tendances dans les marchés d'importation et d'exportation, les prix de l'électricité ont fluctué énormément au cours des dernières années. Un déséquilibre entre l'offre et la demande peut exacerber la volatilité des prix, par exemple, lorsque la croissance de la production est inférieure à la croissance de la demande.

D'une manière générale, les consommateurs canadiens continuent d'être protégés contre la volatilité des prix grâce à la réglementation des entreprises de service public. De plus, certaines provinces telles

que la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec mettent leurs revenus d'exportation à contribution pour maintenir les prix intérieurs sous des niveaux qu'ils atteindraient autrement. Depuis mai 2002, l'Ontario est dotée d'un marché de gros ouvert à la concurrence : le marché administré par la SIGME. Les prix sont déterminés en fonction des offres d'achat et de vente présentées par les participants au marché et reflètent les occasions d'importation et d'exportation. Toutefois, le prix de détail ayant été plafonné jusqu'à 2006, une grande partie des consommateurs ontariens ne seront pas touchés par la fluctuation des prix de gros. Exception faite de l'Alberta, il n'existe donc pas de relation directe entre les prix à la consommation et le marché de gros concurrentiel. Vus sous cet angle, les prix de l'électricité diffèrent des prix que paient les consommateurs canadiens pour le mazout ou le gaz naturel, lesquels sont soumis aux lois de l'offre et de la demande dans un marché concurrentiel.

Dans les provinces où l'on se dirige vers l'ouverture des marchés et le dégroupement des entreprises de service public à intégration verticale, il est nécessaire que les signaux de prix interviennent pour créer un climat qui favorisera l'investissement dans les installations de production et de transport.

Organisations de transport régionales (OTR) et réseaux de transport

Les initiatives prises par la FERC en matière d'OTR et de conception normalisée du marché entraînent la restructuration des réseaux de transport nord-américains. Nombre de participants au marché estiment que la création d'OTR favorisera les échanges, car elles permettront de rehausser l'accès aux réseaux et de réduire les coûts du transport. Presque toutes les provinces ont exprimé le désir de participer, sous une forme ou une autre, aux OTR. Le Manitoba a déjà convenu d'une entente de coordination avec le Midwest Independant System Operator, tandis que la Colombie-Britannique, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse se montrent intéressées à se joindre à une OTR. Les provinces du Québec, de l'Ontario et de l'Alberta évaluent quant à elles leurs options stratégiques.

Nombre d'organismes de réglementation et d'entreprises de l'industrie estiment que le succès des OTR est tributaire de la conception d'un marché standard. Toutefois, il faudra d'abord régler un certain nombre de questions opérationnelles et régionales. Prévoyant la mise en œuvre de la conception d'un marché standard en 2004, la FERC a laissé entendre qu'elle serait disposée à reconnaître les disparités régionales. Sans compter les difficultés d'ordre technique qu'entraînera la mise en œuvre de la conception normalisée du marché, ou les problèmes de compatibilité opérationnelle s'y rattachant, les questions de souveraineté des organismes de réglementation, de gouvernance des OTR et de protection des intérêts des consommateurs canadiens suscitent des préoccupations au Canada.

Les entités canadiennes ont également souligné qu'il y avait lieu d'accroître la capacité de transport vers les États-Unis pour favoriser les échanges futurs et accroître la fiabilité des services de transport. Par le passé, le niveau des exportations canadiennes a été contraint par la congestion fréquente des réseaux dans certains marchés des États-Unis, à proximité de New York, de Boston ou dans le Sud de la Californie par exemple. D'une manière générale, les lignes de transport internationales canadiennes ne semblent pas éprouver de problèmes de congestion. Toutefois, il y a eu des contraintes de capacité et des difficultés d'accès, surtout dans les provinces qui n'ont pas de liaison directe avec les marchés américains. Afin de rehausser l'accès à ces marchés, on a proposé la mise en chantier d'un certain nombre de nouveaux projets de lignes de transport au cours des deux ou trois dernières années. Il s'agirait de lignes de transport commerciales (Lake Erie Link, Northern Lights et Neptune, par exemple) qui permettraient de cibler des marchés à l'exportation précis, ce qui représente un aspect novateur.

GLOSSAIRE

Accès au marché de détail	*(Retail Access)* Possibilité pour les fournisseurs de vendre de l'énergie, dont l'énergie électrique, directement aux consommateurs dans un marché concurrentiel. Synonyme d'accès direct.
Accès au marché de gros	*(Wholesale Access)* Possibilité pour un distributeur d'acheter de l'électricité en gros à une variété de producteurs pour la revendre au détail.
Biomasse	*(Biomass)* Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les déchets de bois et la lessive de cuisson de pâte, utilisées à des fins de production d'énergie.
California/Oregon Border	*(COB)* Carrefour commercial situé à la frontière entre la Californie et l'Oregon où se négocient l'achat et la vente en gros d'électricité en bloc.
Capacité	*(Capacity)* Quantité maximale de puissance qu'un appareil peut produire, utiliser ou transférer, habituellement exprimée en mégawatts.
Centrale au fil de l'eau	*(Run-of-the-River Plant)* Centrale hydroélectrique dont la production dépend principalement du débit d'un cours d'eau tel qu'il se présente, contrairement à une installation disposant d'un ouvrage pour la retenue d'eau d'une saison à l'autre. Certaines installations au fil de l'eau disposent d'une capacité de stockage limitée qui leur permet de régulariser le débit sur une base quotidienne ou hebdomadaire.
Centrale de cogénération	*(Cogenerator)* Installation qui produit de l'électricité et une autre source d'énergie thermique utile, telle que de la chaleur ou de la vapeur.
Charge de pointe	*(Peak Load)* Charge maximale consommée ou produite par une unité ou un groupe d'unités durant une période donnée.
Congestion	*(Congestion)* Condition qui résulte lorsqu'un réseau de transport ne peut exécuter toutes les opérations normales en raison, par exemple, de contraintes découlant du manque de capacité ou de questions de fiabilité.

Contrat bilatéral	*(Bilateral Contract)* Entente commerciale conclue à titre privé entre un fournisseur, qui n'est pas nécessairement un producteur, et un client. Toutes les modalités peuvent être négociées, que ce soit le prix, la quantité, la source, le point de livraison et la période de consommation de l'énergie. En pratique, la plupart des contrats bilatéraux sont inspirés d'un modèle standard.
Convergence	*(Convergence)* Maximisation de la valeur des occasions de commercialisation, d'échanges et d'arbitrage par l'optimisation de la capacité de conversion d'énergie d'une ressource en une autre, notamment le gaz naturel en électricité
Courant alternatif (CA)	*(Alternating Current -AC)* Courant électrique périodique bidirectionnel dont l'intensité moyenne est nulle. La quasi-totalité des entreprises de service public d'électricité produisent de l'électricité sous forme de courant alternatif parce qu'il est facile de varier ses valeurs d'intensité.
Courant continu	*(Direct Current (DC))* Courant unidirectionnel constant ou sensiblement constant.
Courant continu à haute tension	*(High Voltage Direct Current)* Courant employé pour améliorer le transport d'électricité sur de longues distances. Les pertes de courant continu à haute tension sont beaucoup moins considérables sur de longues distances que les pertes de courant alternatif.
Coût du service	*(Cost of Service)* Facteur du processus de réglementation suivant lequel l'organisme de réglementation établit les tarifs à un niveau qui permet de recouvrer les dépenses d'exploitation et de réaliser un taux de rendement raisonnable sur les investissements dans l'entreprise. Synonyme de réglementation du taux de rendement.
Coût marginal	*(Marginal Cost)* Coût associé à la production d'une unité de production supplémentaire.
Coûts non compétitifs	*(Stranded Costs)* Coûts qui ne peuvent être récupérés à même les prix pratiqués sur le marché. Dans le contexte de la concurrence dans le secteur de l'électricité, les actifs non compétitifs d'une entreprise de service public sont ceux qui ne seraient plus rentables dans un marché concurrentiel.
Cycle simple	*(Simple Cycle)* Se dit d'une turbine au gaz naturel (ou autre combustible) qui entraîne un turbo-générateur pour produire de l'électricité.
Dégroupement	*(Unbundling)* Séparation des fonctions verticalement intégrées des entreprises de service public en services distincts : production, transport, distribution et services énergétiques.

Distribution	*(Distribution)* Transfert de l'électricité au consommateur à partir du réseau de transport.
Diversité	*(Diversity)* Écart de demande de pointe quotidienne ou saisonnière d'une région à l'autre. Au Canada, la demande de pointe survient normalement en hiver, tandis qu'elle se produit en été dans certaines régions des États-Unis. La diversité peut constituer un critère de négociation des échanges (voir « stockage d'énergie »).
Domination du marché	*(Market Power)* Possibilité pour un producteur de décider par lui-même du prix à demander, sans avoir à supporter la concurrence d'autres fournisseurs.
Énergie d'économie	*(Economy Energy)* Énergie vendue par un réseau électrique à un autre de façon que l'acheteur réalise des économies sur le coût de sa propre production quand sa capacité de production est suffisante pour alimenter ses propres charges.
Énergie verte	*(Green Power)* Énergie électrique dont la production est considérée comme écologiquement moins nuisible que la plupart des formes de production traditionnelles; elle est généralement produite en conformité avec des normes gouvernementales ou réglementaires, à partir de sources telles que l'énergie éolienne ou hydroélectrique, les gaz d'enfouissement et l'énergie solaire.
Entreprise de service public	*(Utility)* Entité qui détient et exploite un réseau électrique et à qui obligation est faite de fournir de l'électricité à tous les consommateurs finals qui en font la demande.
Entreprise de service public à intégration verticale	*(Vertically-Integrated Utility)* Entreprise de service public qui cumule des fonctions de production, de transport et de distribution.
Fixation du prix en fonction du coût moyen	*(Average Cost Pricing)* Mécanisme d'établissement du prix fondé sur le coût moyen global de production d'une unité d'énergie électrique (par mégawattheure pour la vente en gros, par kilowattheure pour la vente au détail) au cours d'une période donnée.
Gaz à effet de serre	*(Greenhouse Gases)* Gaz (p. ex. le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribue à l'effet de serre de la planète, c'est-à-dire le réchauffement des couches inférieures de l'atmosphère.
Gestion de la consommation	*(Demand-Side Management)* Mesures prises par une entreprise de service public qui se traduisent par une réduction de la demande d'électricité. Elles peuvent éliminer ou retarder les nouveaux investissements de capitaux dans la production ou l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficience globale du réseau.

Gestionnaire indépendant de réseau d'électricité (GIRÉ)	*(Independent System Operator (ISO))* Entité indépendante des autres participants au marché de l'électricité (producteurs, transporteurs et négociants) qui assure un accès non discriminatoire au réseau de transport.
Interfinancement	*(Cross-Subsidization)* Condition qui résulte lorsqu'un groupe de consommateurs doit payer des prix plus élevés afin qu'un autre groupe puisse bénéficier de prix moindres.
Joule	*(Joule)* Unité d'énergie correspondant au travail (déplacement d'énergie) effectué en une seconde par un courant d'un ampère à différence de potentiel d'un volt. Un watt est égal à un joule par seconde.
Kilowattheure	*(Kilowatt hour)* Unité de mesure de la consommation d'énergie électrique. Il correspond à l'énergie requise pour tenir allumées 10 ampoules de 100 watts durant une heure.
Ligne de transport commerciale	*(Merchant Transmission Ligne)* Ligne de transport qui serait physiquement indépendante du réseau de transport d'électricité réglementé et dont les droits et tarifs feraient l'objet de négociation entre les expéditeurs et son propriétaire.
Marché à terme	*(Forward Market)* Marché réglementé dans lequel sont négociés des contrats normalisés de livraison d'électricité à une date postérieure.
Marché au comptant	*(Spot Market)* Marché dans lequel l'achat et la vente ainsi que la livraison de marchandises réelles ou d'instruments financiers ont lieu immédiatement. S'oppose au marché à terme, dans lequel les contrats sont exécutés à une date ultérieure prédéterminée.
Marge de réserve	*(Reserve Margin)* Capacité disponible inutilisée d'un réseau d'énergie électrique à charge de pointe, exprimée en tant que pourcentage de la capacité.
Mid-Columbia	*(Mid-C)* Carrefour commercial situé dans le Centre-Est de l'État de Washington où se négocient l'achat et la vente en gros d'électricité en bloc.
Mid-Continent Area Power Pool	*(Mid-Continent rea power Pool (MAPP))* Une des régions administratives du North American Electric Reliability Council (NERC). Elle est composée du Manitoba, de la Saskatchewan ainsi que de l'ensemble ou d'une partie des États du Montana, du Minnesota, du Dakota Nord, du Dakota Sud, du Wisconsin, de l'Iowa, du Nebraska et de l'Illinois.
Monopole naturel	*(Natural Monopoly)* Situation caractérisée par des économies d'échelle suffisamment importantes pour qu'une entreprise assure de manière efficiente toute l'offre nécessaire pour répondre à la demande du marché

Norme de portefeuille d'énergie renouvelable	*(Renewable Portfolio Standard)* Norme selon laquelle un certain pourcentage de la quantité totale d'énergie produite ou consommée doit provenir d'une source d'énergie renouvelable.
Opérations de gros	*(Wholesale Transactions)* Opérations effectuées entre les producteurs d'électricité et les revendeurs.
Organisation de transport régionale	*(Regional Transmission Organization)* Groupe de propriétaires et d'utilisateurs de réseaux de transport, ainsi que d'autres entités, dont le but est de coordonner, avec l'autorisation de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), la planification (et l'extension), l'exploitation et l'utilisation efficientes, sur une base régionale (et interrégionale) de ces réseaux.
Période creuse	*(Off-Peak)* Heures (par exemple, de 23 h à 7 h, du lundi au vendredi et toute la journée le samedi et le dimanche) ou autre période (saisonnière) durant lesquelles la demande d'électricité est moins élevée.
Période de pointe	*(On-peak)* Heures (par exemple, de 7 h à 23 h, du lundi au vendredi) ou autre période (saisonnière) durant lesquelles la demande est plus élevée.
Persuasion	*(Moral Suasion)* En l'absence de signaux de prix, ou de règles applicables, moyen pour une entreprise de service public d'encourager ou de décourager un comportement de consommation en informant le consommateur des avantages liés au comportement souhaité.
PJM Interconnection L.L.C.	*(PJM Interconnection L.L.C. (PJM))* Entreprise qui exploite le réseau de transport et le marché de gros dans les trois états de la Pennsylvanie, du New Jersey et du Maryland.
Prix d'équilibre	*(Market-Clearing Price)* Prix qui s'établit au point où la demande ne permet pas de réaliser de gains additionnels.
Production	*(Generation)* Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie; quantité d'énergie électrique produite.
Production à cycle combiné	*(Combined-Cycle Generation)* Production d'électricité faisant appel à la fois à des turbines à combustion et à des turbines à vapeur.
Production thermique	*(Thermal Generation)* Production d'électricité au moyen d'une turbine à vapeur ou d'une turbine à combustion alimentée par de l'énergie nucléaire, des combustibles fossiles ou de la biomasse.
Profits liés à un actif non compétitif	*(Stranded Benefits)* Profits dégagés par suite d'une déréglementation. À titre d'exemple, une hausse du prix de l'électricité qui fait suite à une déréglementation représente des profits plus élevés pour l'entreprise de service public concernée.

Puissance garantie	*(Firm Power)* Puissance ou capacité de production de puissance devant être disponible durant toutes les périodes prévues au contrat de vente de cette puissance.
Puissance interruptible	*(Interruptible Power)* Puissance disponible aux termes d'un contrat selon lequel les livraisons peuvent être réduites ou interrompues au gré du fournisseur.
Réciprocité d'accès	*(Open Access)* Accès non discriminatoire aux lignes de transport d'électricité.
Secteur commercial	*(Commercial Sector)* Ensemble des établissements qui ne se livrent pas à des activités de fabrication, notamment les hôtels, les motels, les restaurants, les entreprises de gros, les magasins de détail, les établissements de santé et d'enseignement ainsi que les institutions sociales.
Secteur industriel	*(Industrial sector)* Se dit en général de l'ensemble des entreprises de fabrication, de construction, d'exploitation minière, d'agriculture, de pêche et de foresterie.
Secteur résidentiel	*(Residential Sector)* Ensemble des ménages qui consomment de l'énergie principalement pour le chauffage des locaux ou de l'eau, la climatisation, l'éclairage, la réfrigération ou la cuisson des aliments et le séchage des vêtements.
Stockage d'énergie	*(Energy Banking)* Emmagasinage d'eau dans un réservoir pendant les périodes creuses en prévision de la production en périodes de pointe.
Superposition des tarifs	*(Rate pancaking (or Pancaked Rates))* Application de tarifs multiples le long d'un chemin de transport d'électricité. Par exemple, on demande un prix fondé sur le total des coûts fixes et des coûts variables d'un ou plusieurs réseaux de transport intermédiaires entre l'installation de production d'origine et le point de destination (marché ultime) alors que le coût de transport réel (coûts variables) est beaucoup moindre.
Tarif	*(Tariff)* Ensemble des modalités en vertu desquelles un service ou un produit est fourni, y compris les tarifs ou frais que l'utilisateur doit payer. Le tarif est habituellement proposé par le fournisseur du service ou du produit et est assujetti à l'approbation de l'organisme ou des organismes de réglementation compétents.
Tarif (prix)	*(Rate)* Prix d'un produit ou service. Le tarif est soit assujetti à l'approbation d'un organisme de réglementation, soit établi par les forces du marché.

Tarif de fidélité	*(Load Retention Rates)* Tarif accordé par un fournisseur d'électricité en vue de conserver un client. Ce tarif s'adresse généralement aux clients grande puissance qui, s'ils se tournaient vers un fournisseur dont le tarif est moins élevé ou vers un autre réseau, « délaisseraient » d'importants actifs de production sur le réseau hôte. En règle générale, la période durant laquelle ce tarif est accordé est suffisamment longue pour que le fournisseur soit en mesure d'absorber la production délaissée sur son réseau, soit par l'accroissement de la demande, soit par des arrangements contractuels avec d'autres fournisseurs ou clients.
Tarif de transport	*(Transmission Tariff)* Frais qui ont été autorisés pour la prestation et l'utilisation des services de transport.
Tarification au compteur horaire	*(Time-of-Use-Rates)* Fixation du prix en fonction des périodes de la journée où l'électricité est réellement utilisée. L'électricité consommée durant les heures creuses ou lorsque la demande est faible peut donc être facturée à un prix moins élevé. L'électricité utilisée durant les heures de pointe coûte plus cher au consommateur.
Tarification au coût marginal	*(Locational Marginal Cost Pricing)* Établissement d'un tarif au coût marginal qui tient compte de la distance de transport à l'intérieur d'une région donnée. Dans l'idéal, l'écart de tarif représente le coût du transport sur une plus longue distance.
Tarification en temps réel	*(Real Time Pricing)* Fixation instantanée du prix en fonction du coût de l'électricité disponible au moment où elle est demandée par le client.
Transit	*(Wheeling)* Transport d'électricité appartenant à une entreprise de service public par le réseau d'une autre entreprise de service public.
Transport	*(Transmission)* Déplacement ou transfert d'énergie électrique au moyen de lignes interconnectées et d'équipements auxiliaires entre les points d'origine de l'approvisionnement et les points de conversion pour livraison aux consommateurs ou à d'autres réseaux électriques. Le transport se termine au moment où l'énergie est convertie pour les besoins de distribution.

Canada